



Rapport de gestion pour la période close le 30 juin 2012

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc., daté du 24 juillet 2012, doit être lu avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 30 juin 2012 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires ») et les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2011 et les notes annexes (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 ».

La direction est responsable de la préparation du rapport de gestion. Le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») approuve le rapport de gestion intermédiaire. Le conseil approuve le rapport de gestion annuel.

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 conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board. Les volumes de production sont présentés avant déduction des redevances.

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION ET APERÇU DE CENOVUS ENERGY	2
APERÇU DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2012	3
INFORMATION FINANCIÈRE	8
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL	18
SECTEURS À PRÉSENTER	21
SABLES BITUMINEUX	21
HYDROCARBURES CLASSIQUES	26
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	32
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	34
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	37
GESTION DES RISQUES	39
TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE	41
MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS	42
PERSPECTIVES	42
MISE EN GARDE	44
ABRÉVIATIONS	45

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 juin 2012, 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 de gaz naturel (« LGN ») au Canada et elle possède des installations de raffinage aux États-Unis. Pour le premier semestre de 2012, la production moyenne de pétrole brut et de LGN de Cenovus a dépassé 156 000 barils par jour et la production moyenne de gaz naturel a été supérieure à 615 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, que la société exploite et dans lesquels elle détient une participation de 50 %, 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, entièrement détenu, 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, qui comprennent des biens de gaz naturel et de pétrole brut dégageant des flux de trésorerie prévisibles et des biens de pétrole avare en cours de mise en valeur. Outre ses actifs en amont, Cenovus détient une participation de 50 % dans deux raffineries aux États-Unis, situées dans l'Illinois et au Texas, laquelle lui permet d'intégrer en partie ses activités, depuis la production du pétrole brut jusqu'aux produits raffinés comme l'essence, le diesel et le carburéacteur, afin d'atténuer la volatilité liée aux fluctuations des prix des marchandises en Amérique du Nord.

Les activités de Cenovus sont 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 Alberta et en Saskatchewan, ainsi que sur la poursuite de l'évaluation et de la mise en valeur 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 comprend 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 que la société compte mettre en valeur dans cette zone sont Narrows Lake, Grand Rapids et Telephone Lake.

En mai 2012, la société a reçu l'approbation des autorités de réglementation en ce qui concerne le bien Narrows Lake, dans lequel la société détient une participation d'environ 50 % et qui est situé dans la région de Christina Lake. Le projet devrait afficher une capacité de production brute de 130 000 barils par jour et devrait être mis en valeur en trois phases. La société collabore actuellement avec son partenaire en vue de l'homologation du projet et prévoit le mettre en production en 2017, et peut-être en 2016 si l'activité de l'industrie et la demande connexe de main-d'œuvre et de matières le permettent.

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. En décembre 2011, Cenovus a déposé une demande et évaluation des incidences environnementales conjointes visant l'exploitation commerciale par DGMV. Le projet devrait avoir une capacité de production brute de 180 000 barils par jour.

Quant au bien Telephone Lake, détenu à 100 %, il est situé dans la région de Borealis. En décembre 2011, Cenovus a déposé une demande et évaluation des incidences environnementales conjointes révisées. La société estime que le projet Telephone Lake devrait avoir initialement une capacité de production brute de 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 et des zones potentielles de pétrole avare. Le plan d'affaires de Cenovus vise notamment à accroître la production nette issue des sables bitumineux pour la faire passer à environ 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 dans le sud de la

Saskatchewan et 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 zones potentielles 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 ainsi que les activités 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 liés aux activités opérationnelles 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 Phillips 66, société ouverte américaine non liée, Cenovus est en mesure d'atténuer l'incidence des cycles des prix des marchandises en traitant du pétrole lourd canadien et en fabriquant des produits raffinés dont le prix est généralement lié à celui pratiqué sur la côte, et d'intégrer ainsi sa production issue des sables bitumineux. 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 intéressants et de plus en plus élevés 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 : 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, société ouverte américaine non liée.
- **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 récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du dioxyde de carbone de Weyburn et les gisements de pétrole brut 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 Phillips 66, société ouverte américaine non liée, 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 à la sortie 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 DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2012

Dans l'ensemble, les résultats du deuxième trimestre ont atteint les objectifs escomptés ou les ont dépassés. Les activités en amont ont dégagé de bons résultats. Le secteur Raffinage et commercialisation continue d'inscrire de solides résultats financiers, à la suite d'une augmentation de la capacité de raffinage et de production de pétrole brut du projet CORE. La stratégie intégrée de la société continue de démontrer sa valeur, car l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut canadien se traduit par un abaissement du coût des charges d'alimentation.

RÉSULTATS OPÉRATIONNELS

Les activités opérationnelles ont bien progressé au deuxième trimestre de 2012 si bien que la société a enregistré des sommets de production quotidienne à Foster Creek et Christina Lake. La production totale moyenne de pétrole brut et de LGN de la société au deuxième trimestre a, comparativement à la période correspondante de 2011, crû de 28 % pour se chiffrer à 155 566 barils par jour, essentiellement en raison de l'augmentation de la production à la phase C de Christina Lake et à Pelican Lake et des activités liées au pétrole brut classique et aux LGN, dans le sud de l'Alberta, de même que des gisements de pétrole avare de Lower Shaunavon et de Bakken.

En juin, Foster Creek a établi un nouveau record de production brute quotidienne, à 129 000 barils par jour. La production quotidienne moyenne a atteint 51 740 barils par jour pendant le trimestre, lequel a compris une révision prévue de 14 jours. Christina Lake a inscrit un nouveau sommet de production brute quotidienne de plus de 64 000 barils par jour en juin. La production quotidienne moyenne s'est chiffrée à 28 577 barils par jour pendant le trimestre. Les sommets de production quotidienne atteints à Foster Creek et à Christina Lake ont tous deux dépassé la capacité nominale brute de ces installations, surtout en raison de l'efficacité opérationnelle de l'usine de Foster Creek et du rendement de la phase C à Christina Lake.

La phase d'expansion D à Christina Lake a continué de progresser, de la vapeur y ayant été produite pour la première fois au deuxième trimestre. Après le démarrage de la phase D, la capacité de production brute prévue de Christina Lake augmentera de 40 000 barils par jour pour atteindre un total de 98 000 barils par jour.

Dans le secteur Hydrocarbures classiques, la production de pétrole brut et de LGN en Alberta a dépassé les 30 000 barils par jour, soit 13 % de plus qu'en 2011. Cette augmentation est essentiellement attribuable à la réussite des programmes de forage. La production de pétrole brut et de LGN de la société en Saskatchewan a continué sa progression, principalement en raison des zones de Lower Shaunavon et de Bakken. Au deuxième trimestre, la production de pétrole brut et de LGN de Lower Shaunavon et de Bakken s'est établie en moyenne à 6 252 barils par jour, soit plus du triple de la production du deuxième trimestre de 2011, et la production totale en Saskatchewan s'est chiffrée à 22 674 barils par jour.

Les raffineries de la société ont enregistré une augmentation de la production de produits raffinés et une amélioration de la production de produit blanc par suite du démarrage de l'unité de cokéfaction du projet d'expansion à la raffinerie de Wood River (« projet CORE ») au quatrième trimestre de 2011. Le testage de la capacité accrue de raffinage et de production de pétrole brut du projet CORE s'est poursuivi au deuxième trimestre. La stratégie intégrée de la société continue de démontrer sa valeur, car l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut canadien se traduit par un abaissement du coût des charges d'alimentation des raffineries américaines.

Les résultats opérationnels importants du deuxième trimestre de 2012 par rapport à ceux de 2011 sont notamment les suivants :

- les installations de Christina Lake ont atteint un niveau record de production quotidienne qui s'est établi en moyenne à 28 577 barils par jour, soit plus du triple de celle du trimestre correspondant de 2011 par suite du démarrage de la phase C au troisième trimestre de 2011;
- la production moyenne de pétrole brut et de LGN des gisements de pétrole avare de Lower Shaunavon et de Bakken a plus que triplé pour atteindre 6 252 barils par jour. Les installations ont été touchées par des inondations en 2011 qui en ont restreint l'accès et réduit la production moyenne d'environ 3 100 barils par jour;
- la production de pétrole brut classique et de LGN en Alberta s'est accrue de 13 %, surtout parce que les programmes de forage fructueux et la diminution des problèmes liés aux conditions météorologiques et aux accès ont largement annulé les baisses normales de rendement prévues et les petits problèmes opérationnels;
- la production à Pelican Lake s'est établie en moyenne à 22 410 barils par jour, en hausse de 15 % par rapport au deuxième trimestre de 2011, en raison des programmes de forage intercalaire et d'injection de polymères que la société y a menés. La production a été réduite d'environ 2 100 barils par jour en 2011 par suite des feux de friches dans la région qui ont freiné la production pendant deux semaines;
- la production de Foster Creek s'est élevée en moyenne à 51 740 barils par jour, en hausse de 3 %, en raison de l'efficacité opérationnelle de l'usine malgré une révision prévue;
- la production de gaz naturel a diminué de 9 %, surtout en raison de la sortie d'un bien non essentiel au début du premier trimestre de 2012 et des baisses normales de rendement prévues;
- la production de produits raffinés a atteint 473 000 barils par jour, soit une hausse de 51 000 barils par jour, par suite surtout de l'accroissement du débit attribuable au démarrage de l'unité de cokéfaction du projet CORE à la raffinerie de Wood River.

RÉSULTATS FINANCIERS

Au deuxième trimestre, les résultats financiers de la société ont bénéficié de solides marges de raffinage et de l'augmentation de la production de pétrole brut, ce qui a été contrebalancé par la baisse des prix de vente du pétrole brut. Les résultats liés au gaz naturel ont diminué sensiblement par suite de la baisse de production et de la réduction des prix. La baisse des prix du pétrole brut WTI a réduit les redevances à payer, puisque le taux de redevance du secteur Sables bitumineux de la société est calculé à l'aide du prix du WTI libellé en dollars canadiens.

Les faits saillants financiers du deuxième trimestre de 2012 par rapport à celui de 2011 sont les suivants :

- les produits des activités ordinaires ont augmenté de 205 M\$, soit 5 %, principalement en raison des facteurs suivants :
 - la hausse de 237 M\$ des produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation en raison de l'amélioration du débit de raffinage;
 - la hausse de 27 % des volumes de vente de pétrole brut et de LGN;
 - la hausse des volumes de condensats utilisés pour la fluidification, neutralisée en partie par la baisse des prix des condensats;

Ces hausses étant contrebalancées en partie par les éléments suivants :

- les prix de vente moyens du pétrole brut et des LGN (compte non tenu des opérations de couverture financière) ont diminué de 19 %;
- les produits des activités ordinaires liés aux gaz naturel ont diminué de 117 M\$ par suite de la baisse de production et de la réduction des prix de vente moyens.
- les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation se sont établis à 351 M\$, soit une progression de 26 M\$, surtout due à l'augmentation du débit de raffinage liée à l'accroissement de la capacité de traitement du pétrole brut lourd par suite du démarrage de l'unité de cokéfaction du projet CORE à la raffinerie de Wood River. La capacité de traiter une proportion accrue de pétrole brut lourd à prix réduit et l'amélioration des marges de craquage ont également contribué à l'augmentation des marges de raffinage;
- les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles des activités en amont de la société ont diminué de 12 M\$ pour s'établir à 727 M\$, du fait essentiellement de la baisse des prix de vente du pétrole brut, de la diminution de la production et des prix du gaz naturel et de l'augmentation des charges opérationnelles, compensées en partie par la production accrue de pétrole brut et les profits réalisés liés à la gestion des risques;
- les flux de trésorerie se sont chiffrés à 925 M\$, ce qui traduit une diminution de 1 % essentiellement attribuable à la baisse des prix de vente du pétrole brut et du gaz naturel et à la hausse des charges opérationnelles des installations de production de pétrole brut et de LGN en raison de l'augmentation de la production de la société, facteurs compensés principalement par l'accroissement des volumes de vente de pétrole brut et de LGN et l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation;
- le résultat opérationnel a diminué de 28 % pour s'établir à 283 M\$, en raison surtout du fait que la hausse des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles a été plus que contrebalancée par l'accroissement de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement et des charges de prospection et de la diminution de la charge d'impôt (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 sorties d'actifs);
- les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 660 M\$; elles ont été principalement consacrées à l'expansion des établissements productifs du secteur Sables bitumineux et à la mise en valeur des zones potentielles de pétrole avare du sud de l'Alberta et de la Saskatchewan;
- le surplus des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles par rapport aux dépenses d'investissement connexes des activités liées au gaz naturel du secteur Hydrocarbures classiques s'est élevé à 105 M\$ (en baisse de 53 M\$) et a servi à financer en partie la poursuite de la mise en valeur des projets de pétrole brut;
- la société a versé un dividende trimestriel de 0,22 \$ par action (0,20 \$ par action en 2011).

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 et 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 référence et taux de change¹⁾

	Semestres clos les 30 juin		T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
	2012	2011	2012	2012	2011	2011	2011	2011	2010	2010	2010
Prix du pétrole brut (\$ US/b)											
Contrats à terme normalisés sur le Brent (ICE)											
Moyenne	113,61	111,25	108,76	118,45	109,02	112,09	116,99	105,52	87,45	76,96	79,41
Fin de la période	97,80	112,48	97,80	122,88	107,38	102,76	112,48	117,36	94,75	82,31	75,01
West Texas Intermediate (WTI)											
Moyenne	98,15	98,50	93,35	103,03	94,06	89,54	102,34	94,60	85,24	76,21	78,05
Fin de la période	84,96	95,42	84,96	103,02	98,83	79,20	95,42	106,72	91,38	79,97	75,63
Écart moyen contrats à terme normalisés sur le Brent (ICE)/WTI	15,46	12,75	15,41	15,42	14,96	22,55	14,65	10,92	2,21	0,75	1,36
Western Canadian Select (WCS)											
Moyenne	76,01	78,25	70,48	81,61	83,58	71,92	84,70	71,74	67,12	60,56	63,96
Fin de la période	58,34	75,32	58,34	79,52	84,37	69,38	75,32	91,37	72,87	64,97	61,38
Écart moyen WTI/WCS	22,14	20,25	22,87	21,42	10,48	17,62	17,64	22,86	18,12	15,65	14,09
Prix moyen des condensats (C5 à Edmonton)	104,70	105,65	99,32	110,16	108,74	101,48	112,33	98,90	85,24	74,53	82,87
Écart moyen (positif) négatif WTI/condensats	(6,55)	(7,15)	(5,97)	(7,13)	(14,68)	(11,94)	(9,99)	(4,30)	-	1,68	(4,82)
Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries²⁾ (\$ US/b)											
Chicago	23,60	22,81	28,20	19,00	19,23	33,35	29,00	16,62	9,25	10,34	11,60
Midwest Combined (« groupe 3 »)	24,89	23,12	28,28	21,50	20,75	34,04	27,19	19,04	9,12	10,60	11,38
Moyenne des prix du gaz naturel											
Prix AECO (\$ CA/GJ)	2,06	3,56	1,74	2,39	3,29	3,53	3,54	3,58	3,39	3,52	3,66
Prix NYMEX (\$ US/Mbtu)	2,48	4,21	2,22	2,74	3,55	4,19	4,31	4,11	3,80	4,38	4,09
Écart de base NYMEX/ AECO (\$ US/Mbtu)	0,30	0,36	0,39	0,21	0,17	0,34	0,42	0,29	0,28	0,78	0,32
Taux de change du dollar US par rapport au dollar CA											
Moyenne	0,994	1,024	0,990	0,999	0,978	1,020	1,033	1,015	0,987	0,962	0,973

¹⁾ Ces prix de référence ne tiennent pas compte de l'effet du programme de couverture de la société ni des prix de vente réalisés. Pour obtenir les prix de vente réalisés moyens et les résultats de la gestion des risques de la société, se reporter à la rubrique « Résultat opérationnel - Prix nets opérationnels » du présent rapport de gestion.

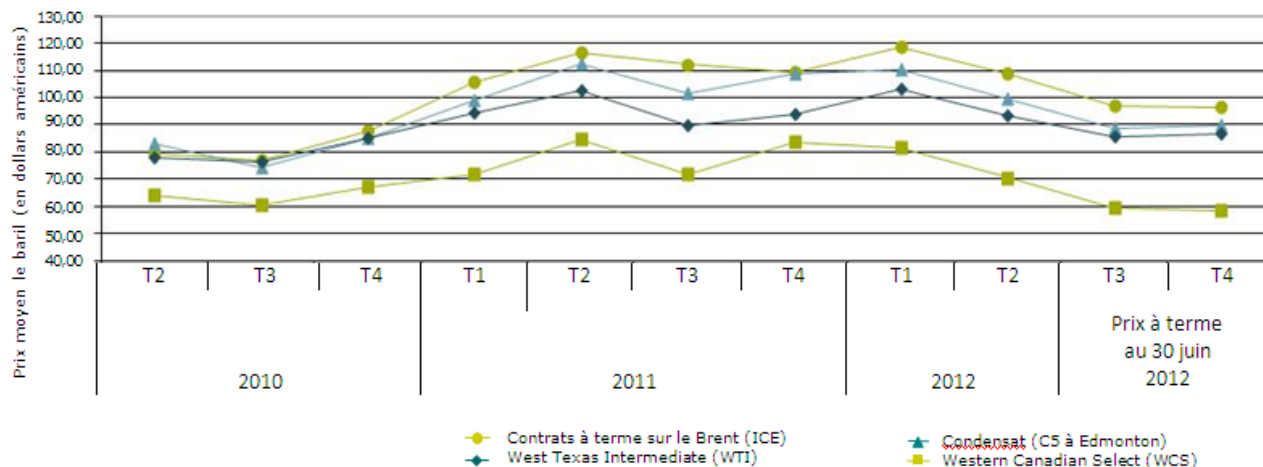
²⁾ La marge de craquage 3-2-1 est un indicateur de la marge de raffinage résultant de la transformation de trois barils de pétrole brut en deux barils d'essence ordinaire sans plomb et un baril de diesel à très faible teneur en soufre.

Prix de référence - pétrole brut

Le prix de référence Brent est un bon indicateur des prix du pétrole brut mondiaux sur la côte et indique mieux les variations des prix intérieurs des produits raffinés que le WTI puisque les prix intérieurs des produits sont liés aux marchés mondiaux. Après avoir augmenté pendant les quatre premiers mois de 2012, le prix moyen du pétrole brut Brent a chuté en mai 2012, principalement en raison de l'incertitude croissante entourant la croissance économique mondiale, et ce, principalement en Europe, en Chine et aux États-Unis. Les prix du Brent ont également diminué par suite de l'augmentation de la production de pétrole brut mondiale, la production nettement plus importante de l'OPEP ayant plus que compensé les arrêts de production en Syrie, au Soudan, au Yémen et dans la mer du Nord.

Le WTI est un important prix de référence pour le pétrole brut canadien, car il reflète les prix infracôtiers en Amérique du Nord et son équivalent en dollars canadiens est utilisé pour calculer les redevances à l'égard de nombreux biens de pétrole brut de la société. En juin 2012, le WTI a diminué en deçà de 80,00 \$ US le baril, son plus bas niveau en 2012. Cette situation ne s'était pas produite depuis octobre 2011 et a résulté surtout d'inquiétudes croissantes quant au risque que les problèmes d'endettement en Europe engendrent une autre crise du crédit ainsi que du ralentissement de la croissance en Chine et de la création d'emplois aux États-Unis. Le WTI a augmenté quelque peu jusqu'à la fin de juin, mais il a terminé le deuxième trimestre en baisse de 18,06 \$ US le baril par rapport au premier trimestre de 2012 et en baisse de près de 14,00 \$ US le baril comparativement à la fin de 2011. Étant donné les baisses de prix du WTI au deuxième trimestre, la demande mondiale devrait augmenter pendant le reste de 2012 et en 2013.

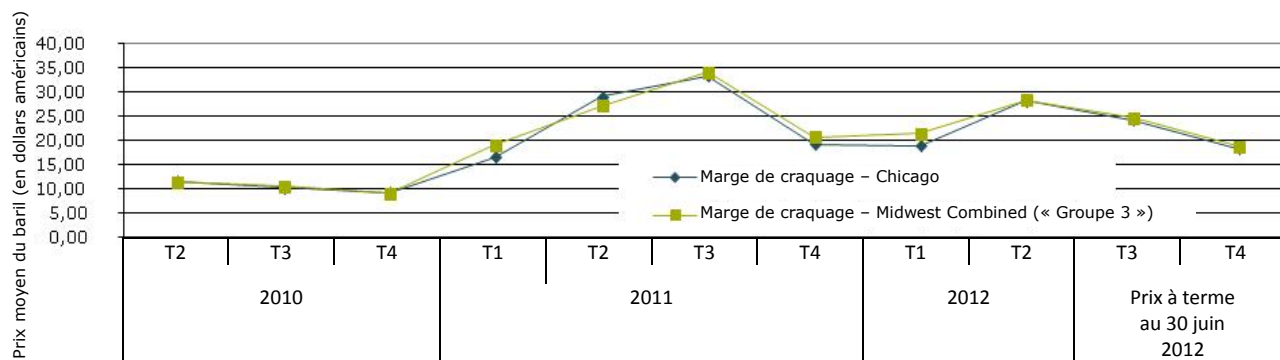
Le WCS est un pétrole lourd fluidifié se composant de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. Ce pétrole lourd fluidifié se négocie ordinairement à un niveau inférieur au WTI, qui est le prix de référence du pétrole léger. Au deuxième trimestre de 2012, l'écart moyen des prix WTI/WCS s'est légèrement élargi par rapport au premier trimestre en raison surtout de l'accroissement continu de l'approvisionnement de pétrole brut lourd canadien et de pétrole brut léger de la zone de Bakken, malgré les importants arrêts de production de pétrole brut synthétique à la suite des problèmes subis dans les installations de traitement. Les difficultés d'approvisionnement se rapportant surtout au pétrole brut léger, la congestion croissante s'est surtout fait sentir sur les écarts de prix du pétrole brut lourd.



La fluidification du bitume et du pétrole lourd au moyen de condensats permet le transport de la production de Cenovus. Ses ratios de fluidification varient de 10 % à 33 %. 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. L'écart négatif du WTI par rapport aux pétroles légers extracôtiers (dont le Brent) a commencé à diminuer au deuxième trimestre et l'écart positif des condensats par rapport au WTI a diminué par rapport à la période correspondante de 2011. L'écart positif des condensats a diminué au deuxième trimestre, en raison notamment de l'augmentation de l'excédent de condensats en provenance principalement du bassin Eagleford, au Texas, et du raffermissement des prix du WTI par rapport à tous les prix de la côte du golfe du Mexique. Le raffermissement relatif du prix du pétrole brut WTI est essentiellement attribuable au renversement du sens d'écoulement du pipeline Seaway à la mi-mai et aux améliorations prévues de l'accès au marché de la côte du golfe du Mexique.

Prix de référence – marges de craquage 3-2-1 des raffineries

La marge de craquage 3-2-1 des raffineries 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. Au deuxième trimestre de 2012, les marges de craquage moyennes sur les marchés intérieurs des États-Unis (aussi bien Chicago que le Groupe 3) sont demeurés au même niveau que celles de la période correspondante de 2011, mais se sont améliorées sensiblement par rapport au premier trimestre de 2012. Cette amélioration des marges découle de la hausse des écarts négatifs sur le brut intérieur.



Les marges de craquage donnent un aperçu simplifié du marché et 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 autres 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

Au deuxième trimestre de 2012, les prix du gaz naturel ont diminué alors que ceux du premier trimestre étaient déjà faibles, en raison d'une saison hivernale très chaude qui a eu pour effet d'accroître les stocks entreposés à des niveaux sans précédent. La situation s'améliore peu à peu car, les activités de forage étant en baisse, l'offre diminue et la demande augmente progressivement. Les prix du gaz naturel devraient augmenter lorsque les stocks reviendront à des niveaux plus courants. Les fluctuations des prix seront tributaires en partie de la vigueur des prix des LGN et des condensats. Si la congestion se poursuit et que les prix continuent de baisser, les prix du gaz naturel pourront augmenter d'autant.

Au deuxième trimestre de 2012, le dollar canadien s'est déprécié par rapport au dollar américain comparativement à la période correspondante de 2011 et au premier trimestre de 2012. La diminution est attribuable aux mêmes facteurs qui ont influencé négativement les marchés boursiers et les marchés du pétrole brut. La dépréciation du dollar canadien en regard du dollar américain a un effet favorable 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, comme les résultats liés au raffinage sont libellés en dollars américains, toute dépréciation du dollar canadien gonfle les résultats que déclare la société, bien qu'elle augmente les dépenses d'investissement liées au raffinage pour la période écoulée.

INFORMATION FINANCIÈRE

Cenovus présente son information financière selon les IFRS. Pour de plus amples renseignements sur les méthodes comptables en IFRS de Cenovus, voir le rapport de gestion annuel ainsi que les notes annexes des états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011 (voir la rubrique « Information supplémentaire »).

SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Semestres clos		T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
	les 30 juin										
	2012	2011	2012	2012	2011	2011	2011	2011	2010	2010	2010
Produits des activités ordinaires	8 778	7 509	4 214	4 564	4 329	3 858	4 009	3 500	3 363	2 962	3 094
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾	2 163	1 898	1 078	1 085	1 019	945	1 064	834	815	661	665
Flux de trésorerie ¹⁾	1 829	1 632	925	904	851	793	939	693	645	509	537
- dilué par action	2,41	2,15	1,22	1,19	1,12	1,05	1,24	0,91	0,85	0,68	0,71
Résultat opérationnel ¹⁾	623	604	283	340	332	303	395	209	147	156	143
- dilué par action	0,82	0,80	0,37	0,45	0,44	0,40	0,52	0,28	0,19	0,21	0,19
Résultat net	822	702	396	426	266	510	655	47	78	295	183
- de base par action	1,09	0,93	0,52	0,56	0,35	0,68	0,87	0,06	0,10	0,39	0,24
- dilué par action	1,08	0,93	0,52	0,56	0,35	0,67	0,86	0,06	0,10	0,39	0,24
Dépenses d'investissement ²⁾	1 560	1 189	660	900	903	631	476	713	701	479	444
Dividendes en numéraire	332	302	166	166	151	150	151	151	151	150	150
- par action	0,44	0,40	0,22	0,22	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20

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

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

VARIATION DES PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

(en millions de dollars)

	Trimestre clos	Semestre clos
Produits des activités ordinaires pour les périodes closes le 30 juin 2011	4 009 \$	7 509 \$
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :		
Sables bitumineux	131	449
Hydrocarbures classiques	(113)	(103)
Raffinage et commercialisation	237	947
Activités non sectorielles et éliminations	(50)	(24)
Produits des activités ordinaires pour les périodes closes les 30 juin 2012	4 214 \$	8 778 \$

Pour le deuxième trimestre de 2012 et le semestre clos le 30 juin 2012, les produits tirés du secteur Sables bitumineux ont crû du fait essentiellement de l'augmentation des volumes des condensats et du pétrole brut, compensée en partie par la baisse des prix moyens des condensats et du pétrole brut.

Les produits tirés du secteur Hydrocarbures classiques ont diminué au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2012, l'accroissement de la production du pétrole brut ayant été plus que neutralisée par la baisse des prix de vente du pétrole brut et du gaz naturel et la diminution des volumes de production de gaz naturel.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, les produits du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté, du fait principalement de la hausse des volumes de produits raffinés ainsi que des produits liés aux ventes à des tiers effectuées par le groupe Commercialisation. L'augmentation pour le premier semestre découle également de la hausse des prix des produits raffinés.

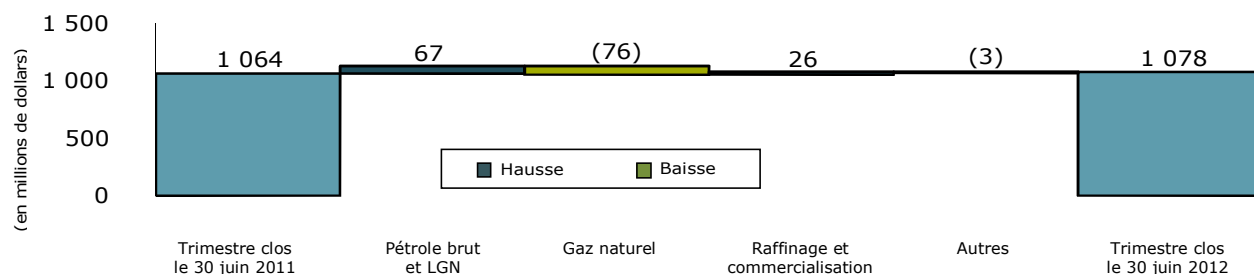
Pour de plus amples renseignements sur les produits des activités ordinaires de Cenovus, voir la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Sables bitumineux				
Pétrole brut et LGN	378 \$	321 \$	795 \$	571 \$
Gaz naturel	9	16	13	23
Autres	(1)	2	(1)	4
Hydrocarbures classiques				
Pétrole brut et LGN	228	218	495	426
Gaz naturel	112	181	240	366
Autres	1	1	3	3
Raffinage et commercialisation	351	325	618	505
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	1 078 \$	1 064 \$	2 163 \$	1 898 \$

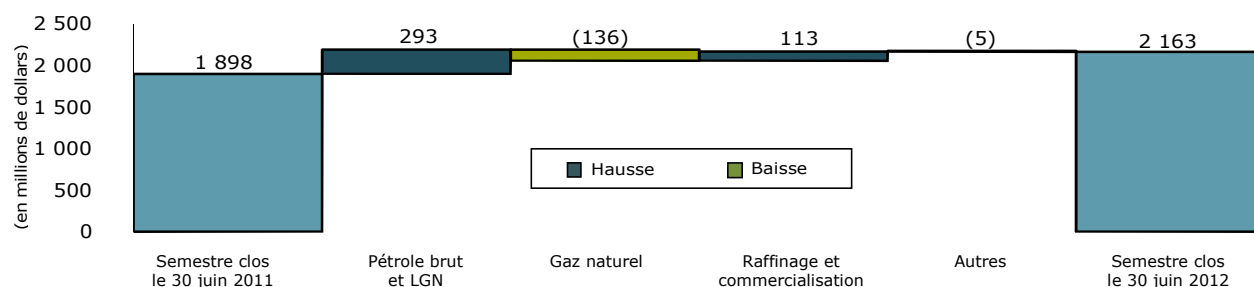
Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles constituent une mesure hors PCGR qui permet d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie des actifs de la société, en plus d'améliorer la comparabilité de sa performance financière sous-jacente d'une période à l'autre. 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 réalisés, 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.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles pour le trimestre clos le 30 juin 2012 par rapport au trimestre clos le 30 juin 2011



Dans l'ensemble, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du deuxième trimestre de 2012 ont progressé de 14 M\$, l'augmentation de 26 M\$ provenant du secteur Raffinage et commercialisation étant contrebalancée en partie par la baisse de 12 M\$ subie par les activités en amont de la société. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté surtout en raison de l'accroissement du volume de débit et de la capacité de traiter une plus forte proportion de pétrole brut lourd à prix réduit. L'augmentation liée au pétrole brut et aux LGN découle des volumes de production accrue, compensée en partie par la diminution des prix de vente moyens du pétrole brut et la hausse des charges opérationnelles. La réduction de 76 M\$ liée au gaz naturel a été causée essentiellement par la diminution des prix de vente moyens et des volumes de production par suite de la sortie d'un bien gazier non essentiel au premier trimestre de 2012 et aux baisses normales de rendement prévues.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles pour le semestre clos le 30 juin 2012 par rapport au semestre clos le 30 juin 2011

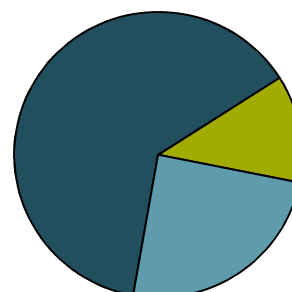


Dans l'ensemble, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du semestre clos le 30 juin 2012 ont augmenté de 265 M\$, car les activités en amont de la société et le secteur Raffinage et commercialisation ont inscrit une progression par rapport à 2011. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté surtout en raison de l'accroissement du volume de débit, de la capacité de traiter une plus forte proportion de pétrole brut lourd à prix réduit et de la hausse de prix des produits raffinés. L'augmentation liée au pétrole brut et aux LGN découle essentiellement des volumes de production accrue, compensée en partie par la diminution des prix de vente moyens du pétrole brut et la hausse des charges opérationnelles. La réduction de 136 M\$ liée au gaz naturel a été causée essentiellement par la diminution des prix de vente moyens et des volumes de production par suite de la sortie d'un bien gazier non essentiel au premier trimestre de 2012 et aux baisses normales de rendement prévues.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de 2 163 M\$ pour le semestre clos le 30 juin 2012

Le pétrole brut et les LGN ont généré 1 290 M\$ ou 60 % des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du semestre clos le 30 juin 2012. Il s'agit d'une hausse de 29 % par rapport à la période correspondante de 2011. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté pour se chiffrer à 28 %. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se rapportant au gaz naturel ont diminué pour s'établir à 12 %.

Pétrole brut et LGN
60 %
(53 % en 2011)



Gaz naturel
12 %
(20 % en 2011)

Raffinage et
commercialisation
28 %
(27 % en 2011)

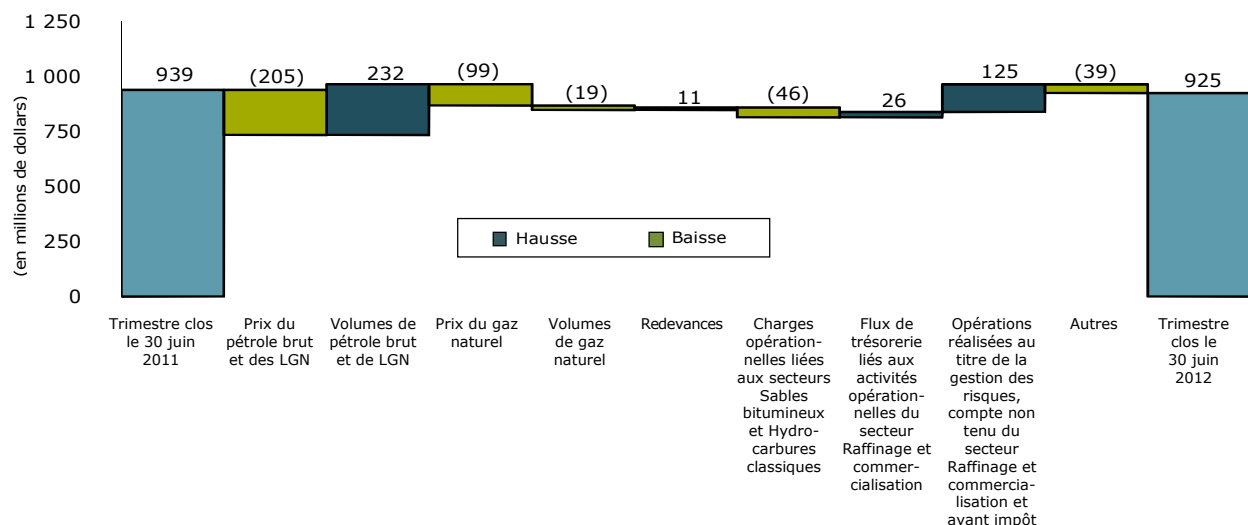
Pour obtenir des renseignements détaillés sur les facteurs expliquant la variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, voir à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	968 \$	769 \$	1 633 \$	1 400 \$
(Ajouter) déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(20)	(16)	(52)	(45)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	63	(154)	(144)	(187)
Flux de trésorerie	925 \$	939 \$	1 829 \$	1 632 \$

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 d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières.

Variation des flux de trésorerie entre le trimestre clos le 30 juin 2012 et le trimestre clos le 30 juin 2011



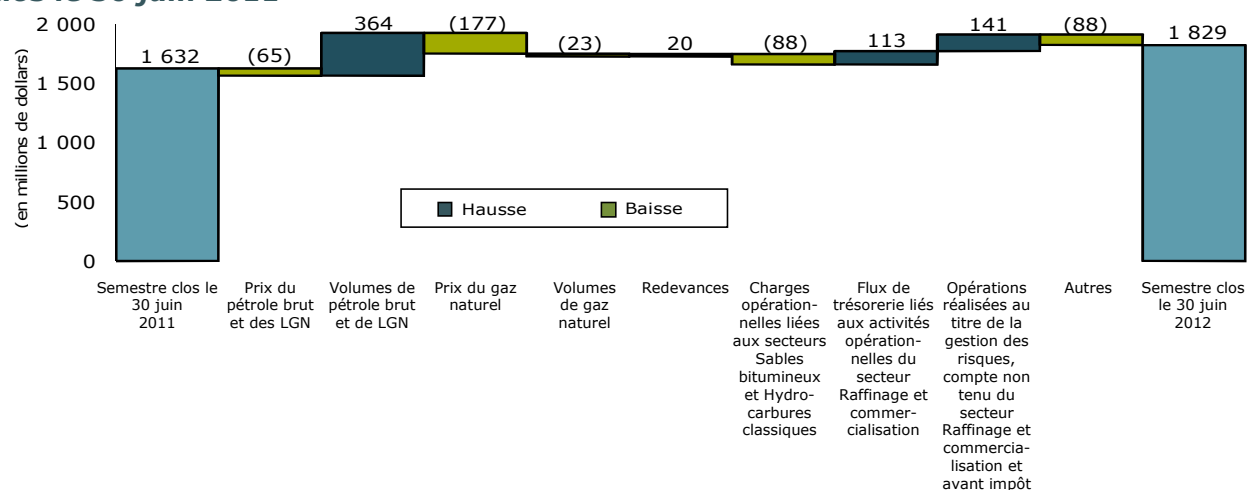
Au deuxième trimestre de 2012, les flux de trésorerie de Cenovus ont diminué de 14 M\$, principalement en raison des facteurs suivants :

- la diminution de 19 % du prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN, qui s'est fixé à 63,92 \$ le baril;
- la diminution de 48 % du prix de vente moyen du gaz naturel qui s'est établi à 1,92 \$ le kpi³;
- l'augmentation des charges opérationnelles essentiellement attribuable à la production de pétrole brut et de LGN, en raison de la forte hausse de production de la phase C de Christina Lake et des zones de Lower Shaunavon et de Bakken. Les charges opérationnelles ont également augmenté à Foster Creek et Pelican Lake;
- la hausse de 21 M\$ de la charge d'impôt exigible par suite des ajustements apportés aux estimations d'impôt au Canada pour l'exercice précédent et de l'augmentation des taux d'imposition liée à l'accroissement du revenu généré aux États-Unis;
- la diminution de 9 % de la production de gaz naturel liée principalement à la sortie d'un bien gazier non essentiel au début du premier trimestre de 2012 et aux baisses normales de rendement prévues.

La diminution des flux de trésorerie au deuxième trimestre de 2012 a été contrée en partie par les facteurs suivants :

- l'augmentation de 27 % des volumes de vente de pétrole brut et de LGN par suite de la production accrue de toutes les zones opérationnelles;
- les profits avant impôt réalisés liés à la gestion des risques, à l'exclusion de ceux du secteur Raffinage et commercialisation, de 96 M\$ par rapport à des pertes de 29 M\$ au deuxième trimestre de 2011;
- la hausse de 26 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au secteur Raffinage et commercialisation, du fait surtout de l'augmentation du débit faisant suite à l'accroissement de la capacité de traitement du pétrole brut lourd à prix réduit depuis la mise en service de l'unité de cokéfaction du projet CORE à la raffinerie de Wood River, à la fin de 2011, et du fait que les marges de raffinage sont restées favorables;
- une baisse des redevances de 11 M\$ attribuable essentiellement à la baisse des prix du pétrole brut et à la hausse des dépenses d'investissement à Foster Creek et à Pelican Lake. Les résultats du deuxième trimestre de 2011 tiennent compte de l'obtention, au deuxième trimestre de 2011, de l'approbation du ministère de l'Énergie de l'Alberta visant l'inclusion des dépenses d'investissement consacrées aux phases F, G et H du projet Foster Creek dans le calcul des redevances liées à ce projet, ce qui a réduit les redevances d'environ 65 M\$.

Variation des flux de trésorerie entre le semestre clos le 30 juin 2012 et le semestre clos le 30 juin 2011



Au premier semestre de 2012, les flux de trésorerie de Cenovus ont augmenté de 197 M\$, principalement en raison des facteurs suivants :

- l'augmentation de 21 % des volumes de vente de pétrole brut et de LGN par suite de la production accrue de toutes les zones opérationnelles;
- les profits avant impôt réalisés liés à la gestion des risques, à l'exclusion de ceux du secteur Raffinage et commercialisation, de 131 M\$ par rapport à des pertes de 10 M\$ pour la période correspondante de 2011;
- la hausse de 113 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au secteur Raffinage et commercialisation, du fait surtout de l'augmentation du débit faisant suite à l'accroissement de la capacité de traitement du pétrole brut lourd à prix réduit depuis la mise en service de l'unité de cokéfaction du projet CORE à la raffinerie de Wood River, à la fin de 2011, et du fait que les marges de raffinage sont restées favorables;
- une baisse des redevances de 20 M\$ attribuable essentiellement à la baisse des prix du WTI et à la hausse des dépenses d'investissement à Foster Creek et à Pelican Lake. Les résultats du premier semestre de 2011 tiennent compte de l'obtention de l'approbation du ministère de l'Énergie de l'Alberta visant l'inclusion des dépenses d'investissement consacrées aux phases F, G et H du projet Foster Creek dans le calcul des redevances liées à ce projet, ce qui a réduit les redevances d'environ 65 M\$.

L'augmentation des flux de trésorerie au premier semestre de 2012 a été contrée en partie par les facteurs suivants :

- la diminution de 41 % du prix de vente moyen du gaz naturel qui s'est établi à 2,22 \$ le kpi³;
- l'augmentation des charges opérationnelles essentiellement attribuable à la production de pétrole brut et de LGN, en raison de la forte hausse de production de la phase C de Christina Lake et des zones de Lower Shaunavon et de Bakken. Les charges opérationnelles ont également augmenté à Foster Creek et Pelican Lake;
- la diminution de 3 % du prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN, qui s'est fixé à 69,26 \$ le baril;
- la hausse de 54 M\$ de la charge d'impôt exigible par suite des ajustements apportés aux estimations d'impôt au Canada pour l'exercice précédent et de l'augmentation des taux d'imposition liée à l'accroissement du revenu généré aux États-Unis;
- la diminution de 6 % de la production de gaz naturel liée principalement à la sortie d'un bien gazier non essentiel au début du premier trimestre de 2012 et aux baisses normales de rendement prévues.

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Résultat net	396 \$	655 \$	822 \$	702 \$
(Ajouter) déduire :				
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques, après impôt ¹⁾	126	232	174	31
Profits (pertes) de change non opérationnels, après impôt ²⁾	(14)	26	24	65
Profit (perte) à la sortie d'actifs, après impôt	1	2	1	2
Résultat opérationnel	283 \$	395 \$	623 \$	604 \$

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 avantageux, après impôt, de l'incidence après impôt des profits (pertes) latents liés à la gestion des risques sur des instruments dérivés, des profits (pertes) de change, après impôt, à la conversion d'éléments non opérationnels, de l'incidence après impôt des profits (pertes) à la sortie 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 des informations davantage comparables d'une période à l'autre.

La diminution du résultat opérationnel au deuxième trimestre de 2012 découle principalement du fait que la progression des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles a été plus que contrebalancée par la hausse de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement et des charges de prospection et de la réduction de la charge d'impôt (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 sorties d'actifs).

La progression du résultat opérationnel au semestre clos le 30 juin 2012 découle de l'accroissement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et de la diminution des frais généraux et frais d'administration attribuable à la baisse des primes d'intéressement à long terme, en partie contrebalancées par la hausse de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement, des charges de prospection et de la charge d'impôt (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 sorties d'actifs).

VARIATION DU RÉSULTAT NET

(en millions de dollars)	Trimestre clos	Semestre clos
Résultat net pour les périodes closes le 30 juin 2011	655 \$	702 \$
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	14	265
Activités non sectorielles et éliminations		
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques, après impôt	(106)	143
Profits (pertes) de change latents	(35)	(40)
Profit à la sortie d'actifs	(2)	(2)
Charges ¹⁾	(6)	17
Amortissement et épuisement	(91)	(185)
Charges de prospection	(68)	(68)
Impôt sur le résultat, à l'exclusion de l'impôt sur les profits (pertes) latents au titre de la gestion des risques	35	(10)
Résultat net pour les périodes closes les 30 juin 2012	396 \$	822 \$

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

Au deuxième trimestre de 2012, le résultat net a diminué de 259 M\$ comparativement au deuxième trimestre de 2011. Au nombre des facteurs importants qui ont influé sur le résultat net du deuxième trimestre de 2012 figurent les suivants :

- l'augmentation des flux de trésorerie liée aux activités opérationnelles dont il est question ci-dessus;
- les profits latents liés à la gestion des risques de 126 M\$, après impôt, contre des profits de 232 M\$ au deuxième trimestre de 2011;
- la hausse de 91 M\$ de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement imputable à l'accroissement de la production de pétrole brut, à la hausse des taux d'amortissement et d'épuisement faisant suite à l'augmentation des coûts futurs de mise en valeur et au fait que les dépenses d'investissement consacrées au projet CORE sont désormais assujetties à l'amortissement puisque l'unité de cokéfaction a été mise en service au quatrième trimestre de 2011; ces facteurs ont été en partie compensés par la baisse de la production de gaz naturel;
- les charges de prospection de 68 M\$;
- les pertes de change latentes de 9 M\$ contre des profits de 26 M\$ au deuxième trimestre de 2011, en raison de l'effet de l'affaiblissement du dollar canadien au 30 juin 2012 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 diminution de la charge d'impôt, qui s'est établie à 195 M\$, compte non tenu de l'incidence des profits et pertes latents liés à la gestion des risques, contre 230 M\$ au trimestre correspondant de 2011;
- l'augmentation de 2 M\$ des frais généraux et frais d'administration en raison surtout de la hausse des coûts de la dotation en personnel et du soutien administratif.

Pour le semestre clos le 30 juin 2012, le résultat net a augmenté de 120 M\$ comparativement au premier semestre de 2011. Les principaux facteurs qui ont influencé le résultat net au cours de la période sont les suivants :

- l'augmentation des flux de trésorerie liée aux activités opérationnelles dont il est question ci-dessus;
- les profits latents liés à la gestion des risques de 174 M\$, après impôt, contre des profits de 31 M\$ pour la période correspondante de 2011;
- les profits de change latents de 22 M\$ contre des profits de 62 M\$ au premier semestre de 2011, en raison de l'effet de l'affaiblissement du dollar canadien au 30 juin 2012 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 hausse de 185 M\$ de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement imputable à l'accroissement de la production de pétrole brut, à la hausse des taux d'amortissement et d'épuisement faisant suite à l'augmentation des coûts futurs de mise en valeur et des charges amortissables du secteur Raffinage et commercialisation, facteur ayant été neutralisés en partie par la baisse de la production de gaz naturel;
- les charges de prospection de 68 M\$;
- l'augmentation de la charge d'impôt, qui s'est établie à 347 M\$, compte non tenu de l'incidence des profits et pertes latents liés à la gestion des risques, contre 337 M\$ à la période correspondante de 2011;
- la diminution de 18 M\$ des frais généraux et frais d'administration en raison surtout de la baisse de la charge relative aux primes d'intéressement à long terme, en partie contrebalancée par la hausse des coûts de dotation en personnel et du soutien administratif.

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT, MONTANT NET

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2012	2011	2012	2011
Sables bitumineux	454 \$	240 \$	1 090 \$	644 \$
Hydrocarbures classiques	129	89	360	265
Raffinage et commercialisation	24	117	22	219
Activités non sectorielles	53	30	88	61
Dépenses d'investissement	660	476	1 560	1 189
Acquisitions	28	2	36	21
Sorties d'actifs	1	(5)	(65)	(9)
Dépenses d'investissement, montant net¹⁾	689 \$	473 \$	1 531 \$	1 201 \$

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'investissement, 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 non plus séparé les actifs de prospection et d'évaluation des immobilisations corporelles dans le présent rapport de gestion.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont augmenté par rapport aux périodes correspondantes de 2011. La hausse est essentiellement attribuable aux dépenses accrues liées à l'assemblage de modules hors site et à la construction des installations de la phase F, aux travaux de clapage, à la fabrication d'acier hors site et à l'achat d'équipement majeur pour la phase G et à la conception technique de la phase H à Foster Creek. À Christina Lake, les dépenses d'investissement plus élevées ont visé la construction des

installations pour les phases d'expansion D et E ainsi que la préparation du site pour la phase F, la conception technique et l'achat d'équipement. À Pelican Lake, les dépenses d'investissement ont compris le forage intercalaire en prévision de l'injection de polymères, les travaux d'agrandissement des installations, ainsi que la construction des pipelines et la maintenance. La société a également foré 419 puits de forage stratigraphique bruts en 2012, soit moins que les 440 puits bruts forés durant le premier semestre de 2011. 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 pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 étaient principalement axées sur la mise en valeur des biens de pétrole brut de la société, notamment des travaux liés aux forages, aux complétions et aux installations dans les zones de Lower Shaunavon et de Bakken, en Saskatchewan, ainsi qu'aux travaux de forage axés sur le pétrole avare effectués dans les biens situés en Alberta. Les dépenses d'investissement ont fortement augmenté (40 M\$ au deuxième trimestre; 95 M\$ au premier semestre) car, en 2011, les dépenses ont été réduites par suite d'importantes inondations qui ont restreint l'accès aux biens de la société. Les dépenses d'investissement de ce secteur visent l'atteinte, d'ici la fin de 2016, de la cible de production de pétrole brut pour le secteur qui est de 65 000 à 75 000 barils par jour.

Quant aux dépenses d'investissement liées aux activités du secteur Raffinage et commercialisation pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, elles ont visé essentiellement les projets de fiabilité et de maintenance maintenant que la construction et les activités de démarrage de l'unité de cokéfaction du projet CORE à la raffinerie de Wood River sont terminées. Par ailleurs, la société a comptabilisé, au premier trimestre de 2012, des crédits d'impôt de l'État de l'Illinois de 14 M\$ liés à des dépenses d'investissement engagées à la raffinerie de Wood River au cours de périodes précédentes, ce qui a réduit le montant des dépenses d'investissement en 2012.

Les dépenses d'investissement comprennent les sommes consacrées au développement de technologies. Les équipes de la société recherchent continuellement des moyens de parfaire les technologies existantes ou d'en concevoir de nouvelles afin d'améliorer les techniques de récupération employées pour accéder au pétrole brut et au gaz naturel. L'un des objectifs permanents de la société consiste à mettre au point des technologies à même d'accroître la production tout réduisant au minimum l'utilisation d'eau, de gaz naturel, d'électricité et de terrain. Cette façon de voir les choses est au cœur de la technologie exclusive Wedge Well^{MC} employée à Foster Creek et à Christina Lake et des techniques de pointe mises en œuvre lors du démarrage de la phase C de Christina Lake.

Les dépenses d'investissement du secteur Activités non sectorielles visaient les améliorations des locaux pour bureaux et les coûts liés aux technologies de l'information. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les dépenses d'investissement, voir à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

Acquisitions et sorties d'actifs

Les acquisitions du deuxième trimestre de 2012 ont visé essentiellement des biens productifs renfermant du pétrole brut classique et situés à proximité des installations existantes de la société en Alberta et en Saskatchewan. Les sorties d'actifs en 2012 se rapportent essentiellement à la vente, au premier trimestre, d'un bien gazier non essentiel situé dans le nord de l'Alberta.

DÉCISIONS RELATIVES AUX DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

Le tableau ci-après présente le processus de répartition des capitaux. Il importe de comprendre que l'approche rigoureuse de la société à l'égard de la répartition des capitaux fait notamment appel à l'établissement de priorités concernant l'affectation des flux de trésorerie, comme suit :

- en premier lieu, les flux de trésorerie sont affectés aux capitaux engagés, c'est-à-dire les dépenses d'investissement nécessaires pour poursuivre les activités d'expansion autorisées à l'égard des projets à phases multiples de la société et pour exercer ses activités commerciales existantes;
- en deuxième lieu, ils sont affectés au versement de dividendes intéressantes afin d'offrir un rendement global solide aux actionnaires;
- en troisième lieu, ils sont affectés au capital-développement, soit les dépenses d'investissement engagées pour les projets allant au-delà de ceux visés par les capitaux engagés.

Ce processus de répartition des capitaux comporte l'évaluation de toutes les possibilités à l'aide de critères rigoureux ainsi que l'atteinte des objectifs de Cenovus en ce qui a trait au maintien d'une structure financière prudente et souple et d'une situation financière vigoureuse qui lui permettent de rester financièrement solide lorsque les flux de trésorerie baissent.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Flux de trésorerie	925 \$	939 \$	1 829 \$	1 632 \$
Dépenses d'investissement (capitaux engagés et capital-développement)	660	476	1 560	1 189
Flux de trésorerie disponibles ¹⁾	265	463	269	443
Dividendes versés	166	151	332	302
	99 \$	312 \$	(63) \$	141 \$

¹⁾ Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure hors PCGR correspondant aux flux de trésorerie déduction faite des dépenses d'investissement.

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 de clôture. 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 le tableau 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. Les montants latents liés à la gestion des risques sont des éléments hors trésorerie imputés au résultat net qui ont une incidence sur les résultats financiers du secteur Activités non sectorielles et éliminations. Des renseignements complémentaires concernant les instruments financiers figurent dans les notes annexes des états financiers consolidés intermédiaires.

Incidence financière des activités de gestion des risques

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin					
	2012			2011		
	Montants réalisés	Montants latents	Total	Montants réalisés	Montants latents	Total
Pétrole brut	26 \$	261 \$	287 \$	(70) \$	325 \$	255 \$
Gaz naturel	75	(97)	(22)	45	(16)	29
Raffinage	17	5	22	(8)	(2)	(10)
Électricité	(2)	-	(2)	(4)	2	(2)
Profits (pertes) liés à la gestion des risques	116	169	285	(37)	309	272
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	32	43	75	(11)	77	66
Profits (pertes) liés à la gestion des risques, après impôt	84 \$	126 \$	210 \$	(26) \$	232 \$	206 \$

Au deuxième trimestre de 2012, 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 la faiblesse des prix de référence du gaz naturel et des prix de référence moyens du WTI pour le pétrole brut qui, à la fin du deuxième trimestre de 2012, se situaient à un niveau inférieur à celui du trimestre correspondant de 2011. La société a également comptabilisé des profits latents sur les instruments financiers liés au pétrole brut, du fait du recul des prix à terme du pétrole brut, et des pertes latentes sur les instruments financiers liés au gaz naturel, en raison de la hausse des prix à terme du gaz naturel à la fin du deuxième trimestre. Pour de plus amples renseignements sur les volumes et prix fixés par contrat, voir les notes annexes des états financiers consolidés intermédiaires.

Semestres clos les 30 juin

(en millions de dollars)	2012			2011		
	Montants réalisés	Montants latents	Total	Montants réalisés	Montants latents	Total
Pétrole brut	- \$	291 \$	291 \$	(104) \$	65 \$	(39) \$
Gaz naturel	135	(61)	74	97	(49)	48
Raffinage	12	8	20	(13)	1	(12)
Électricité	(2)	(5)	(7)	(3)	24	21
Profits (pertes) liés à la gestion des risques	145	233	378	(23)	41	18
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	38	59	97	(8)	10	2
Profits (pertes) liés à la gestion des risques, après impôt	107 \$	174 \$	281 \$	(15) \$	31 \$	16 \$

Pour le semestre clos le 30 juin 2012, la stratégie de gestion des risques de la société a entraîné des profits réalisés sur les instruments financiers liés au gaz naturel. Ces résultats concordent avec les prix fixés par contrat en fonction du contexte commercial actuel, marqué par la faiblesse des prix de référence du gaz naturel. La société a également comptabilisé des profits latents sur les instruments financiers liés au pétrole brut, du fait du recul des prix sur le marché à terme des marchandises au 30 juin 2012 en regard des prix obtenus sur le marché au 31 décembre 2011, et des pertes latentes sur les instruments financiers liés au gaz naturel, en raison des fluctuations des prix à terme des marchandises au 30 juin 2012 par rapport aux prix obtenus sur le marché au 31 décembre 2011. Pour de plus amples renseignements sur les volumes et prix fixés par contrat, voir les notes annexes des états financiers consolidés intermédiaires.

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL**VOLUMES DE PRODUCTION DE PÉTROLE BRUT ET DE LGN**

(b/j)	T2 2012	T1 2012	T4 2011	T3 2011	T2 2011	T1 2011	T4 2010	T3 2010	T2 2010
Sables bitumineux									
Foster Creek	51 740	57 214	55 045	56 322	50 373	57 744	52 183	50 269	51 010
Christina Lake	28 577	24 733	19 531	10 067	7 880	9 084	8 606	7 838	7 716
Pelican Lake	22 410	20 730	20 558	20 363	19 427	21 360	21 738	23 259	23 319
Hydrocarbures classiques									
Pétrole lourd	15 703	16 624	15 512	15 305	15 378	16 447	16 553	16 921	16 205
Pétrole moyen et léger	36 149	36 411	32 530	30 399	27 617	31 539	29 323	28 608	29 150
LGN ¹⁾	987	1 138	1 097	1 040	1 087	1 181	1 190	1 172	1 166
	155 566	156 850	144 273	133 496	121 762	137 355	129 593	128 067	128 566

¹⁾ Les volumes de LGN comprennent ceux de condensats.

Au deuxième trimestre de 2012, le total de la production de pétrole brut et de LGN de Cenovus a crû de 28 % par rapport au trimestre correspondant de 2011 du fait principalement du démarrage de la phase C à Christina Lake au troisième trimestre de 2011, ainsi que de la production accrue tirée des activités liées au pétrole averse du secteur Hydrocarbures classiques et des installations de Pelican Lake par suite du programme de forage intercalaire et d'injection de polymères qu'a mené la société. En outre, celle-ci est parvenue à gérer de manière efficace les baisses normales de la production de pétrole lourd du secteur Hydrocarbures classiques. À Pelican Lake, la production a été réduite d'environ 2 100 barils par jour au deuxième trimestre de 2011 (1 000 barils par jour pour le premier semestre), par suite des feux de friches qui ont freiné la production pendant deux semaines. Les activités de Foster Creek ont été maintenues, malgré une révision de deux semaines. Au deuxième trimestre de 2012, la production du secteur Hydrocarbures classiques a été affectée par des pluies abondantes dans le sud de l'Alberta et en Saskatchewan, ce qui a restreint l'accès aux concessions de la société. Pour le semestre clos le 30 juin 2012, la production de pétrole brut et de LGN de la société a totalisé 156 206 barils par jour (129 516 barils par jour en 2011), en hausse de 21 %. Les facteurs présents au deuxième trimestre ont également influencé la production du semestre clos le 30 juin 2012. Pour de plus amples renseignements sur les variations de la production de pétrole brut et de LGN, voir la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

VOLUMES DE PRODUCTION DE GAZ NATUREL

(Mpi ³ /j)	T2 2012	T1 2012	T4 2011	T3 2011	T2 2011	T1 2011	T4 2010	T3 2010	T2 2010
Hydrocarbures classiques	563	595	622	617	617	620	649	694	705
Sables bitumineux	33	41	38	39	37	32	39	44	46
	596	636	660	656	654	652	688	738	751

Le recul de 58 Mpi³/j de la production de gaz naturel de la société au deuxième trimestre de 2012 par rapport à celui du trimestre correspondant de 2011 est imputable surtout à la sortie d'un bien non essentiel au début du premier trimestre de 2012. Exclusion faite de cette sortie, la production de gaz naturel de la société aurait diminué de 5 % en raison des baisses normales de rendement. Pour le semestre clos le 30 juin 2012, la production de gaz naturel de la société a baissé de 38 Mpi³/j pour s'établir à 616 Mpi³/j (654 Mpi³/j en 2011). Cette diminution est surtout attribuable aux mêmes facteurs qui ont affecté la production au cours du trimestre, compensée en partie par l'amélioration des conditions météorologiques en 2012. Si on ne tenait pas compte de la sortie d'un bien au premier trimestre, la production de gaz naturel de la société aurait diminué de 3 %. Pour de plus amples renseignements sur les variations de la production de gaz naturel, voir la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

PRIX NETS OPÉRATIONNELS

	Trimestres clos les 30 juin			
	2012		2011	
	Pétrole brut et LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)	Pétrole brut et LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)
Prix ¹⁾	63,92 \$	1,92 \$	78,72 \$	3,71 \$
Redevances	4,67	0,01	6,72	0,04
Transport et fluidification ¹⁾	2,82	0,08	2,33	0,14
Charges opérationnelles	13,93	0,98	13,13	0,98
Taxe à la production et impôts miniers	0,57	0,02	0,67	0,05
Prix net, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques	41,93	0,83	55,87	2,50
Profits (pertes) réalisés liés à la gestion des risques	1,64	1,39	(6,44)	0,74
Prix net, compte tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques	43,57 \$	2,22 \$	49,43 \$	3,24 \$

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 20,85 \$ le baril (26,02 \$ le baril en 2011).

Au deuxième trimestre de 2012, 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 baissé de 13,94 \$ le baril par rapport à la période correspondante de 2011. Cette diminution découle principalement de la réduction des prix de vente attribuable à la baisse des prix de référence WTI et WCS et de l'écart entre le Christina Dilbit Blend (« CDB ») et le WCS ainsi qu'à la hausse des charges opérationnelles par suite essentiellement de l'accroissement des activités de reconditionnement et de la hausse des niveaux de dotation et des coûts des produits chimiques. Les frais de transport et de fluidification ont augmenté surtout en raison de l'utilisation plus intensive des capacités de transport ferroviaire, en partie compensée par le recours à la capacité de service garanti pour le transport du pétrole brut vers la côte Ouest du Canada par le réseau pipelinier de Trans Mountain. Ces baisses des prix nets opérationnels de la société ont été neutralisées en partie par la réduction des redevances attribuable à la baisse des prix du WTI et à la hausse des dépenses d'investissement.

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 1,67 \$ le kpi³ au deuxième trimestre de 2012 du fait de la baisse des prix de vente, en partie compensée par la diminution des frais de transport qui s'explique par l'expiration des contrats de transport.

	Semestres clos les 30 juin			
	2012		2011	
	Pétrole brut et LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)	Pétrole brut et LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)
Prix ¹⁾	69,26 \$	2,22 \$	71,56 \$	3,76 \$
Redevances	6,41	0,03	8,47	0,06
Transport et fluidification ¹⁾	2,81	0,11	2,48	0,16
Charges opérationnelles	14,33	1,03	13,29	1,09
Taxe à la production et impôts miniers	0,58	0,02	0,50	0,05
Prix net, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques	45,13	1,03	46,82	2,40
Profits (pertes) réalisés liés à la gestion des risques	(0,07)	1,20	(4,41)	0,82
Prix net, compte tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques	45,06 \$	2,23 \$	42,41 \$	3,22 \$

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 29,07 \$ le baril (25,58 \$ le baril en 2011).

Pour le premier semestre de 2012, 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 baissé de 1,69 \$ le baril du fait essentiellement de la baisse des prix de vente à Christina Lake attribuable à l'écart entre le CDB et le WCS. La diminution du prix net opérationnel découle également des charges opérationnelles accrues en raison de la hausse des frais de main-d'œuvre ainsi que de

l'accroissement des activités de reconditionnement et des frais de transport des déchets et des fluides par camions. Les frais de transport et de fluidification ont augmenté surtout en raison de l'utilisation plus intensive des capacités de transport ferroviaire, en partie compensée par le recours à la capacité de service garanti pour le transport du pétrole brut vers la côte Ouest du Canada par le réseau pipelinier de Trans Mountain. La diminution des redevances est essentiellement attribuable à la baisse des prix du WTI et à l'augmentation des dépenses d'investissement.

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 1,37 \$ le kpi³ au premier semestre de 2012 du fait de la baisse des prix de vente, en partie compensée par la diminution des charges opérationnelles liées principalement à la main-d'œuvre et aux activités de reconditionnement, de réparation et de maintenance ainsi que par la baisse des frais de transport.

La rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion renferme des renseignements supplémentaires concernant les éléments inclus dans les prix nets opérationnels. Pour obtenir de plus amples renseignements sur la stratégie de gestion des risques de Cenovus, voir la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion et les notes annexes des 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, entièrement détenu, 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 du secteur 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.

Au deuxième trimestre de 2012, les principaux facteurs qui ont eu une incidence sur le secteur Sables bitumineux sont les suivants :

- la production à Christina Lake a plus que triplé, s'établissant en moyenne à 28 577 barils par jour grâce surtout à la production de la phase C qui a commencé au troisième trimestre de 2011;
- la production brute quotidienne de Christina Lake a atteint un sommet de plus de 64 000 barils par jour, un niveau supérieur de 11 % à sa capacité de production brute nominale de 58 000 barils par jour;
- Foster Creek a établi un nouveau record de production brute quotidienne de plus de 129 000 barils par jour, soit 8 % de plus que sa capacité brute nominale;
- les installations de Foster Creek ont fait l'objet de la révision prévue pendant 14 jours et les travaux ont été effectués conformément au budget et ont eu un effet plus bénéfique que prévu sur la production;
- la production s'est établie en moyenne à 51 740 barils par jour à Foster Creek et les installations ont continué à fonctionner malgré la révision;
- la production à Pelican Lake s'est établie en moyenne à 22 410 barils par jour, en hausse de 15 % par rapport au deuxième trimestre de 2011, en raison des programmes de forage intercalaire et d'injection de polymères. La production a été réduite de 2 100 barils par jour au deuxième trimestre de 2011 par suite des feux de friches qui ont freiné la production;
- de la vapeur a été produite pour la première fois à la phase D de Christina Lake;
- le projet Narrows Lake de la société a obtenu l'approbation des organismes de réglementation.

SABLES BITUMINEUX – PÉTROLE BRUT

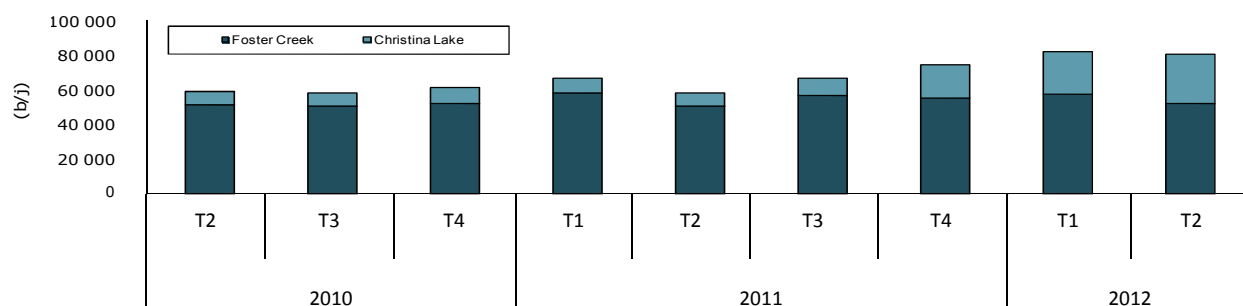
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Chiffre d'affaires brut	909 \$	766 \$	1 996 \$	1 550 \$
Déduire : redevances	26	25	91	107
Produits des activités ordinaires	883	741	1 905	1 443
Charges				
Transport et fluidification	395	284	844	605
Activités opérationnelles	125	91	263	198
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(15)	45	3	69
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	378	321	795	571
Dépenses d'investissement	454	239	1 085	629
Excédent (déficit) des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	(76) \$	82 \$	(290) \$	(58) \$

Volumes de production

Pétrole brut (b/j)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2012	2012 vs 2011	2011	2012	2012 vs 2011	2011
Foster Creek	51 740	3 %	50 373	54 477	1 %	54 038
Christina Lake	28 577	263 %	7 880	26 655	214 %	8 479
Total partiel	80 317	38 %	58 253	81 132	30 %	62 517
Pelican Lake	22 410	15 %	19 427	21 570	6 %	20 388
	102 727	32 %	77 680	102 702	24 %	82 905

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



Trimestres clos le 30 juin 2012 par rapport au trimestre clos le 30 juin 2011

Variation des produits des activités ordinaires

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2011	Prix	Volume	Redevances	Condensats ¹⁾	Trimestre clos le 30 juin 2012
	741 \$	(129)	169	(1)	103	883 \$

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

Au deuxième trimestre de 2012, le prix de vente moyen du pétrole brut de la société a diminué de 19 % par rapport à 2011 pour s'établir à 59,00 \$ le baril, ce qui s'explique par la baisse du prix de référence du WCS et de l'écart de prix CDB/WCS, en partie contrebalancée par la réduction des coûts liés aux condensats. Une portion de la production de Christina Lake, soit environ 70 %, est vendue comme un nouveau mélange de bitume, le CDB, dont le prix est actuellement inférieur au prix de référence du WCS. La société s'attend à ce que l'écart des prix CDB/WCS s'estompe à mesure qu'un plus grand nombre de raffineries clientes adopte le CDB. Le reste de la production de Christina Lake est vendu sous forme de WCS, quoiqu'il soit assujéti à une charge de péréquation liée à la qualité. Au deuxième trimestre, la société a vendu environ 25 % de sa production tirée de Christina Lake sous forme de CDB à la raffinerie de Wood River, ce qui démontre la valeur de sa stratégie intégrée quant au pétrole et l'acceptation croissante du CDB par les entreprises de raffinage clientes.

À Foster Creek, la production a augmenté légèrement au deuxième trimestre, par rapport au trimestre correspondant de 2011. Pour les deuxièmes trimestres de 2012 et de 2011, la production de Foster Creek a été réduite d'environ 7 400 barils par jour en raison des révisions prévues. À Christina Lake, l'augmentation significative de la production découle du démarrage de la phase C au troisième trimestre de 2011. La production issue de Pelican Lake a constamment augmenté au cours des quatre derniers trimestres. La production moyenne du deuxième trimestre de 2012 a augmenté de 15 % par rapport au deuxième trimestre de 2011 en raison des activités de forage intercalaire et d'injection de polymères, hausse neutralisée en partie par les arrêts de production nécessaires aux activités de forage intercalaire. Au deuxième trimestre de 2011, la production a été réduite par suite des feux de friches qui ont freiné la production pendant deux semaines. Exclusion faite de l'incidence des feux de friche, la production de Pelican Lake aurait augmenté de 4 % au deuxième trimestre de 2012.

Les redevances pour les projets de sables bitumineux de la société sont fondées sur le prix de référence du WTI en dollars canadiens et les volumes connexes pour les redevances antérieures à la récupération des coûts (Christina Lake) et sur un calcul annualisé des prix, des volumes, ainsi que des charges opérationnelles et des dépenses d'investissement autorisées pour les projets ayant atteint le stade de récupération des coûts (Foster Creek et Pelican Lake). Pour le trimestre clos le 30 juin 2012, les redevances se sont maintenues au niveau de celles du deuxième trimestre de 2011, la baisse des prix du WTI prévus pour 2012 et l'augmentation des dépenses d'investissement à Pelican Lake et Foster Creek ayant été compensées par la croissance de la production. Les redevances du deuxième trimestre de 2011 tiennent compte de l'obtention de l'approbation du ministère de l'Énergie de l'Alberta visant l'inclusion des dépenses d'investissement consacrées aux phases F, G et H du projet Foster Creek dans le calcul des redevances liées à ce projet. Au deuxième trimestre de 2012, les taux de redevance réels se sont établis à 4,6 % pour Foster Creek (3,3 % en 2011), 7,2 % pour Christina Lake (6,3 % en 2011) et 4,2 % pour Pelican Lake (9,7 % en 2011).

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 111 M\$ au deuxième trimestre de 2012. La plus grande partie de la hausse (103 M\$) se rapporte aux coûts des condensats, du fait de l'accroissement des volumes exigés par suite de l'augmentation de la production à Christina Lake, compensée par la baisse du coût moyen des condensats. Les frais de transport ont augmenté de 8 M\$ surtout en raison de la hausse des volumes de production à Christina Lake, neutralisée en partie par la baisse des charges liées au transport par le réseau pipelinier de Trans Mountain, grâce à l'engagement à long terme de la société envers le service garanti, qui a commencé en février 2012.

Les charges opérationnelles pour le deuxième trimestre de 2012 concernaient principalement les charges liées au personnel, les activités de reconditionnement, les produits chimiques, les activités de réparation et de maintenance et les coûts du combustible à Foster Creek et Christina Lake, ainsi que les coûts liés à la révision prévue à Foster Creek. Au total, les charges opérationnelles ont augmenté de 34 M\$ au deuxième trimestre de 2012 en raison principalement d'une hausse de 16 M\$ à Christina Lake liée essentiellement au démarrage de la production à la phase C au troisième trimestre de 2011. À Christina Lake, les charges opérationnelles par baril ont diminué de 47 % pour s'établir à 12,52 \$ par baril. Les charges opérationnelles ont augmenté de 12 M\$ à Pelican Lake en raison de l'utilisation accrue de produits chimiques, des activités de reconditionnement et de la hausse des niveaux de dotation. Les charges opérationnelles ont augmenté de 6 M\$ à Foster Creek par suite de la hausse des niveaux de dotation et du transport accru des déchets et des fluides par camions.

Les activités liées à la gestion des risques ont donné lieu à des profits réalisés de 15 M\$ (pertes de 45 M\$ en 2011), ce qui cadre avec le fait que, au deuxième trimestre de 2012, les prix fixés par contrat ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

Semestre clos le 30 juin 2012 par rapport au semestre clos le 30 juin 2011

Variation des produits des activités ordinaires

(en millions de dollars)	Semestre clos le 30 juin 2011	Prix	Volume	Redevances	Condensats ¹⁾	Semestre clos le 30 juin 2012
	1 443 \$	(44)	263	16	227	1 905 \$

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.

Pour le premier semestre de 2012, le prix de vente moyen du pétrole brut de la société a diminué de 4 % par rapport à 2011 pour s'établir à 63,83 \$ le baril, une baisse essentiellement attribuable à l'écart de prix CDB/WCS, compensée en partie par la réduction des coûts liés aux condensats. Pour le premier semestre de 2012, une portion de la production de Christina Lake, soit environ 60 %, a été vendue comme CDB. Le reste de la production de Christina Lake est vendu sous forme de WCS et est assujéti à une charge de péréquation liée à la qualité.

Pour le premier semestre de 2012, la production de Foster Creek a légèrement augmenté conformément aux prévisions, mais l'efficacité opérationnelle des installations a été neutralisée par plusieurs pannes de courant et des difficultés d'approvisionnement en eau. À Christina Lake, l'augmentation significative de la production découle du démarrage de la phase C au troisième trimestre de 2011. La production de Pelican Lake a constamment augmenté au cours du premier semestre de 2012 et s'est établie en moyenne à un niveau supérieur de 6 % à celui de la période correspondante de 2011. Ces augmentations sont surtout attribuables à la production des puits intercalaires mis en production au deuxième trimestre de 2012. La production de 2011 a été freinée par des feux de friches, si bien qu'elle a diminué d'environ 1 000 barils par jour.

Les redevances pour les projets de sables bitumineux de la société sont fondées sur le prix de référence du WTI en dollars canadiens et les volumes connexes pour les redevances antérieures à la récupération des coûts (Christina Lake) et sur un calcul annualisé des prix, des volumes, ainsi que des charges opérationnelles et des dépenses d'investissement autorisées pour les projets ayant atteint le stade de récupération des coûts (Foster Creek et Pelican Lake). Pour le premier semestre de 2012, les redevances ont diminué de 16 M\$, la baisse des prix du WTI prévus pour 2012 et l'augmentation des dépenses d'investissement à Pelican Lake et Foster Creek ayant été compensées en partie par la croissance de la production dans les trois installations du secteur Sables bitumineux. Les redevances ont également été plus faibles en 2011 après l'obtention de l'approbation du ministère de l'Énergie de l'Alberta visant l'inclusion des dépenses d'investissement consacrées aux phases F, G et H du projet Foster Creek dans le calcul des redevances liées à ce projet. Pour le semestre clos le 30 juin 2012, les taux de redevance réels se sont établis à 9,7 % pour Foster Creek (11,9 % en 2011), 7,1 % pour Christina Lake (5,6 % en 2011) et 4,4 % pour Pelican Lake (11,9 % en 2011).

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 239 M\$ au premier semestre de 2012. La plus grande partie de la hausse (227 M\$) se rapporte aux coûts des condensats, du fait de l'accroissement des volumes exigés par suite de l'augmentation de la production à Christina Lake et de la hausse du coût moyen des condensats. Les frais de transport ont augmenté de 12 M\$ surtout en raison de la hausse des volumes de production à Christina Lake, neutralisée en partie par la baisse des charges liées au transport par le réseau pipelinier de Trans Mountain, grâce à l'engagement à long terme de la société envers le service garanti, qui a commencé en février 2012.

Les charges opérationnelles pour le premier semestre de 2012 concernaient principalement les charges liées au personnel, les activités de reconditionnement, les réparations et la maintenance, les coûts de combustible de Foster Creek et de Christina Lake et l'utilisation de produits chimiques dans l'ensemble des trois installations. Au total, les charges opérationnelles ont augmenté de 65 M\$ au premier semestre de 2012 en raison principalement d'une hausse de 34 M\$ à Christina Lake liée essentiellement au démarrage de la production à la phase C au troisième trimestre de 2011. À Christina Lake, les charges opérationnelles par baril ont diminué de 34 % pour s'établir à 13,84 \$ par baril en raison de l'augmentation de la production. Les charges opérationnelles ont augmenté de 17 M\$ à Pelican Lake en raison de l'augmentation des activités de reconditionnement, des coûts de main-d'œuvre, de l'électricité et des coûts des produits chimiques. Les charges opérationnelles ont augmenté de 14 M\$ à Foster Creek par suite des activités accrues de reconditionnement et de transport des déchets et des fluides par camions ainsi que de la hausse des coûts de main-d'œuvre.

Les activités liées à la gestion des risques ont donné lieu à des pertes réalisées de 3 M\$ (pertes de 69 M\$ en 2011), ce qui cadre avec le fait que, au premier semestre de 2012, les prix de référence moyens ont été supérieurs aux prix fixés par contrat.

SABLES BITUMINEUX – GAZ NATUREL

Le secteur Sables bitumineux comprend les activités liées au gaz naturel détenues à 100 % par la société dans la région de l'Athabasca et d'autres biens gaziers de moindre importance. La production de gaz naturel de Cenovus a diminué pour s'établir à 33 Mpi³/j au deuxième trimestre de 2012 (37 Mpi³/j en 2011), en raison surtout des baisses normales de rendement prévues, compensées en partie par une réduction de l'utilisation de sa production de gaz naturel à Foster Creek. Pour le semestre clos le 30 juin 2012, la production de gaz naturel de Cenovus a augmenté légèrement pour s'établir à 37 Mpi³/j (35 Mpi³/j en 2011), grâce surtout à une réduction de l'utilisation de sa production de gaz naturel à Foster Creek par suite de problèmes liés aux livraisons au premier trimestre, augmentation contrebalancée en partie par les baisses normales de rendement prévues. Les prix et la production de gaz naturel ont diminué, ce qui a donné lieu à une diminution des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, qui se sont chiffrés à 9 M\$ au deuxième trimestre de 2012 (16 M\$ en 2011). Pour le semestre clos le 30 juin 2012, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont diminué pour s'établir à 13 M\$ (23 M\$ en 2011), surtout en raison de la réduction des prix du gaz naturel, neutralisée en partie par l'augmentation de la production.

SABLES BITUMINEUX – DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	30 juin		30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Foster Creek	169 \$	77 \$	328 \$	180 \$
Christina Lake	138	121	265	229
Total partiel	307	198	593	409
Pelican Lake	104	31	243	115
Narrows Lake	9	2	18	12
Telephone Lake	13	4	104	31
Grand Rapids	5	(5)	39	13
Autres ¹⁾	16	10	93	64
Dépenses d'investissement ²⁾	454 \$	240 \$	1 090 \$	644 \$

¹⁾ Comprend les nouveaux gisements de ressources et le gaz naturel d'Athabasca.

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

En 2012, les dépenses d'investissement de la société dans le secteur Sables bitumineux ont porté essentiellement sur la mise en valeur des phases d'expansion de Foster Creek et de Christina Lake, l'agrandissement des installations et les activités de forage intercalaire liées à l'injection de polymères à Pelican Lake, le forage stratigraphique à l'appui de la mise en valeur des projets du secteur Sables bitumineux au premier trimestre et l'achèvement avec succès des travaux hivernaux nécessaires au lancement du projet de déshydratation à Telephone Lake.

Les dépenses d'investissement à Foster Creek ont augmenté en 2012, par rapport à 2011, du fait surtout de l'accroissement des dépenses liées à l'assemblage de modules hors site et à la construction des installations pour la phase F, aux travaux de clapage, à la fabrication d'acier hors site et à l'achat d'équipement majeur pour la phase G et à la conception technique de la phase H. Les dépenses d'investissement du premier semestre comprennent le forage de 124 puits stratigraphiques bruts en 2012 (110 puits en 2011).

À Christina Lake, les dépenses d'investissement ont augmenté en 2012 comparativement à 2011 par suite essentiellement de l'expansion des phases D et E, notamment la préparation du site et la construction des installations, ainsi que de l'accroissement des capitaux affectés à la conception technique et à l'achat d'équipement pour la phase F. En 2012, les dépenses d'investissement comprenaient le forage de puits stratigraphiques (28 puits bruts en 2012; 59 puits bruts en 2011). L'augmentation de ces dépenses a été en partie annulée par l'achèvement des travaux de construction de la phase C au deuxième trimestre de 2011. De la vapeur a été produite pour la première fois à la phase D au deuxième trimestre. La mise en production de la phase D devrait avoir lieu au troisième trimestre de 2012 et celle de la phase E, au quatrième trimestre de 2013. La société prévoit accroître la capacité de production brute jusqu'à environ 138 000 barils par jour avec l'achèvement des phases D et E à Christina Lake.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, les dépenses d'investissement à Pelican Lake ont porté essentiellement sur le forage intercalaire en vue de faire progresser l'injection de polymères, l'expansion des installations, la construction de pipelines et les investissements de maintien. Les dépenses consacrées aux installations portaient surtout sur l'expansion de la capacité de manutention des liquides 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.

Le reste des dépenses d'investissement en 2012 portait sur le forage de puits stratigraphiques et de puits d'observation, surtout dans la région de Borealis, de Narrows Lake, de Grand Rapids et de Telephone Lake, ainsi que l'avancement du projet de déshydratation de Telephone Lake.

Puits productifs

(nombre de puits productifs bruts forés ¹⁾)	Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011
Foster Creek	11	8
Christina Lake	11	8
Total partiel	22	16
Pelican Lake	29	6
Grand Rapids	1	-
Autres	2	3
	54	25

¹⁾ Compte tenu de puits forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC} de Cenovus.

Puits de forage stratigraphique

Conformément à sa stratégie qui consiste à maximiser la valeur de ses ressources, Cenovus a achevé un autre important programme de forage stratigraphique au cours du premier trimestre de 2012. 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. 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.

(nombre de puits stratigraphiques bruts forés)	Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011
Foster Creek	124	110
Christina Lake	28	59
Total partiel	152	169
Pelican Lake	5	57
Narrows Lake	38	41
Grand Rapids	41	38
Telephone Lake	29	40
Borealis (y compris Steepbank)	48	44
Autres	106	51
	419	440

De plus, au premier semestre de 2012, Cenovus a foré 26 puits d'observation (néant en 2011) surtout à Telephone Lake et à Grand Rapids afin de soutenir les projets pilotes. Les puits d'observation sont des puits tubés qui servent à surveiller et à mesurer les changements de pression et de température et à gérer le réservoir.

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 biens que ce secteur détient en Alberta regroupent des biens de gaz naturel et de pétrole brut dégageant des flux de trésorerie prévisibles et des biens de pétrole avare en cours de mise en valeur. Les biens que Cenovus détient en Saskatchewan comprennent le projet de récupération du pétrole brut assistée par l'injection de dioxyde de carbone à Weyburn, et les biens de pétrole brut de Lower Shaunavon et de Bakken. 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 les zones potentielles de pétrole avare.

Les principaux facteurs qui ont eu une incidence sur le secteur Hydrocarbures classiques au deuxième trimestre de 2012 sont les suivants :

- la production de pétrole brut et de LGN en Alberta s'est établie en moyenne à 30 165 barils par jour, une hausse de 13 % surtout attribuable aux fructueux programmes de forage et au nombre moins élevé de problèmes liés aux conditions météorologiques et aux accès;
- la production moyenne de pétrole brut et de LGN issue des gisements de pétrole avare de Lower Shaunavon et de Bakken a plus que triplé pour s'établir à 6 252 barils par jour, les dépenses d'investissement étant surtout consacrées au forage, aux complétions et aux installations;
- les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables aux biens gaziers du secteur Hydrocarbures classiques ont dépassé de 105 M\$ les dépenses d'investissement;
- la production de gaz naturel a diminué de 9 % pour se chiffrer à 563 Mpi³ surtout à cause de la cession d'un bien non essentiel au premier trimestre de 2012 et des baisses normales de rendement prévues;
- la société a maintenu sa préférence pour le pétrole brut en augmentant de 85 % les dépenses d'investissement dans ce sous-secteur. Elle continue de gérer avec rigueur ses dépenses d'investissement liées au gaz naturel en raison de la faiblesse des prix.

HYDROCARBURES CLASSIQUES – PÉTROLE BRUT et LGN

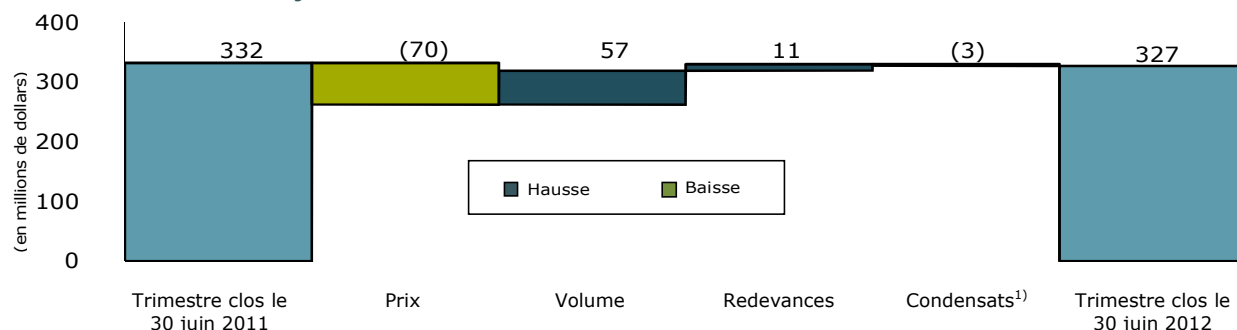
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Chiffre d'affaires brut	365 \$	381 \$	819 \$	737 \$
Déduire : redevances	38	49	92	93
Produits des activités ordinaires	327	332	727	644
Charges				
Transport et fluidification	31	28	69	55
Activités opérationnelles	67	51	146	114
Taxe à la production et impôts miniers	8	7	17	12
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(7)	28	-	37
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	228	218	495	426
Dépenses d'investissement	122	66	338	219
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	106 \$	152 \$	157 \$	207 \$

Volumes de production

(b/j)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2012	2012 vs 2011	2011	2012	2012 vs 2011	2011
Pétrole lourd						
Alberta	15 703	2 %	15 378	16 163	2 %	15 910
Pétrole moyen et léger						
Alberta	13 532	32 %	10 289	13 215	22 %	10 804
Saskatchewan	22 617	31 %	17 328	23 065	23 %	18 763
LGN	987	(9) %	1 087	1 061	(6) %	1 134
	52 839	20 %	44 082	53 504	15 %	46 611

Variation des produits des activités ordinaires pour le trimestre clos le 30 juin 2012 par rapport au trimestre clos le 30 juin 2011



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 juin 2012 par rapport au trimestre clos le 30 juin 2011

Au deuxième trimestre de 2012, le prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN pour Cenovus a diminué de 17 %, par rapport au trimestre correspondant de 2011, pour passer à 73,49 \$ le baril, ce qui concorde avec la baisse des prix de référence du pétrole brut.

La production de pétrole brut et de LGN de la société a augmenté de 20 % au deuxième trimestre de 2012 du fait des bons résultats des programmes d'investissement et de l'amélioration des conditions météorologiques en 2012. La production de pétrole brut et de LGN des zones de Lower Shaunavon et de Bakken a plus que triplé comparativement à la période correspondante de 2011 pour passer à 6 252 barils par jour. En Alberta, la production de pétrole brut et de LGN a continué à dépasser le niveau de 30 000 barils par jour atteint au premier trimestre pour s'établir en moyenne à 30 165 barils par jour au deuxième trimestre.

Les redevances ont diminué de 11 M\$ principalement du fait de la baisse des prix de pétrole brut, compensée en partie par la hausse des volumes. Le taux de redevance réel sur le pétrole brut s'est établi à 11,7 % pour le trimestre clos le 30 juin 2012 (14,5 % en 2011).

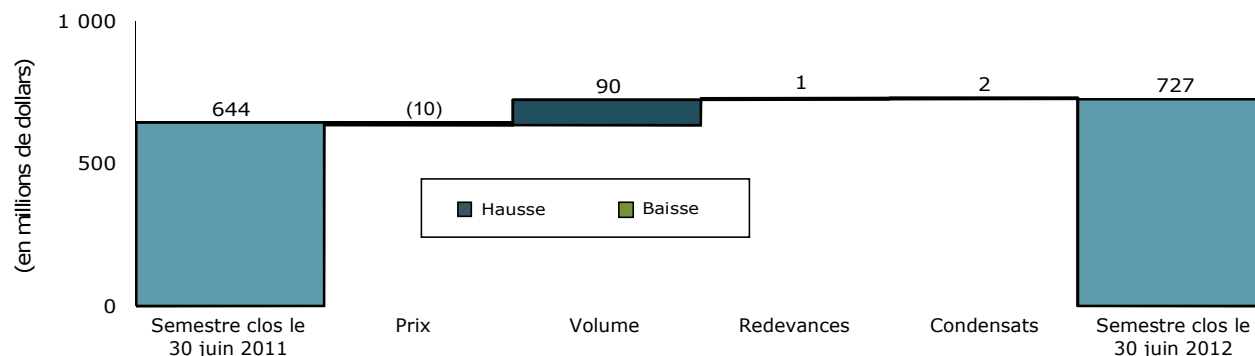
Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 3 M\$ en 2012 par rapport à 2011. Toutefois, une diminution de 3 M\$ est attribuable aux condensats, en raison de la baisse du coût moyen des condensats et des volumes nécessaires à la fluidification. Les frais de transport ont augmenté de 6 M\$ essentiellement en raison de la proportion accrue des volumes expédiés assujettis à des péages pipeliniers au comptant et de la hausse des coûts de l'accès à de nouveaux marchés, notamment au moyen du transport ferroviaire, pour la production croissante de la société à Bakken.

Les principales composantes des charges opérationnelles concernaient les travaux de reconditionnement, l'électricité, les activités de réparation et de maintenance et les coûts de main-d'œuvre. Les charges opérationnelles ont crû de 16 M\$ au deuxième trimestre de 2012, du fait essentiellement de l'accroissement des activités de reconditionnement, de la majoration des coûts de camionnage et de traitement des déchets, de réparation et de maintenance ainsi que des coûts de main-d'œuvre. Ces hausses des charges opérationnelles témoignent du changement apporté à la vision stratégique de la société qui privilégie maintenant le pétrole brut, plutôt que le gaz naturel, ainsi que des volumes accrus produits par les activités liées au pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques.

Les activités liées à la gestion des risques pour le trimestre clos le 30 juin 2012 ont donné lieu à des profits réalisés de 7 M\$ (pertes de 28 M\$ en 2011), ce qui cadre avec le fait que, au deuxième trimestre de 2012, les prix fixés par contrat pour 2012 ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

L'excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles associées au pétrole brut et aux LGN du secteur Hydrocarbures classiques par rapport aux dépenses d'investissement a diminué de 46 M\$ au deuxième trimestre de 2012, en raison de l'accroissement de 56 M\$ des dépenses d'investissement consacrées aux forages, aux complétions et aux installations en Alberta et en Saskatchewan, facteur partiellement compensé par l'accroissement de 10 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

Variation des produits des activités ordinaires pour le semestre clos le 30 juin 2012 par rapport au semestre clos le 30 juin 2011



Semestre clos le 30 juin 2012 par rapport au semestre clos le 30 juin 2011

Pour le premier semestre de 2012, le prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN pour Cenovus a diminué légèrement par rapport à la période correspondante de 2011, pour passer à 79,86 \$ le baril, ce qui concorde avec la baisse des prix de référence du pétrole brut, compensée par le fléchissement du dollar canadien.

La production de pétrole brut et de LGN de la société a augmenté de 15 % au premier semestre de 2012 du fait des bons résultats des programmes d'investissement et de l'amélioration des conditions météorologiques en 2012 qui a facilité l'accès aux concessions de la société en 2012, compensés en partie par les baisses normales de rendement prévues. La production de pétrole brut et de LGN en Alberta a dépassé le niveau de 30 000 barils par jour pour s'établir en moyenne à 30 382 barils par jour pour le premier semestre de 2012. La production moyenne des zones de Lower Shaunavon et de Bakken a augmenté de 146 % par rapport à la période correspondante de 2011.

Les redevances se sont maintenues, la production accrue tirée des terres publiques en Alberta a été neutralisée par le crédit pour récupération du pétrole plus élevé que la Saskatchewan a accordé pour les exercices antérieurs ainsi que par une légère baisse des prix. Le taux de redevance réel sur le pétrole brut s'est établi à 12,7 % pour le semestre clos le 30 juin 2012 (14,0 % en 2011).

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 14 M\$ au premier semestre de 2012 par rapport à la période correspondante de 2011. Une partie de l'augmentation, soit 2 M\$, est attribuable aux condensats, en raison de la hausse des volumes nécessaires à la fluidification, compensée en partie par la réduction du coût moyen des condensats. Les frais de transport ont augmenté de 12 M\$ essentiellement en raison de la proportion accrue des volumes expédiés assujettis à des péages pipeliniers au comptant et de la hausse des coûts de l'accès à de nouveaux marchés, notamment au moyen du transport ferroviaire, pour la production croissante de la société à Bakken.

Les principales composantes des charges opérationnelles concernaient les travaux de reconditionnement, les coûts de camionnage et de traitement des déchets, les activités de réparation et de maintenance, les coûts de main-d'œuvre et le combustible. Les charges opérationnelles ont crû de 32 M\$ au premier semestre de 2012, du fait essentiellement de l'accroissement des activités de reconditionnement, de réparation et de maintenance, de la majoration des coûts de camionnage et de traitement des déchets ainsi que des coûts de main-d'œuvre. Ces hausses des charges opérationnelles témoignent du changement apporté à la vision stratégique de la société qui privilégie maintenant le pétrole brut, plutôt que le gaz naturel, ainsi que de l'augmentation de la production découlant des activités liées au pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques.

Les activités liées à la gestion des risques pour le semestre clos le 30 juin 2012 n'ont donné lieu à aucun profit ni perte réalisé (pertes de 37 M\$ en 2011).

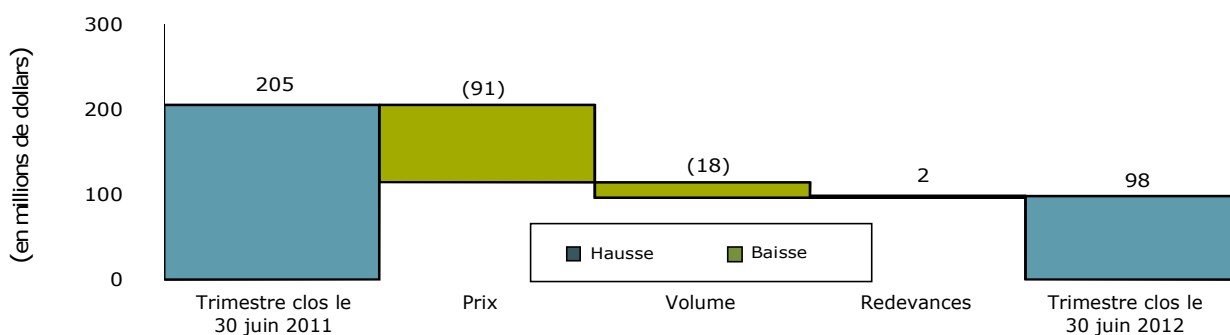
L'excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles associées au pétrole brut et aux LGN du secteur Hydrocarbures classiques par rapport aux dépenses d'investissement a diminué de 50 M\$ au premier semestre de 2012, en raison de l'accroissement de 119 M\$ des dépenses d'investissement consacrées aux forages, aux complétions et aux installations en Alberta et en Saskatchewan, facteur partiellement compensé par l'accroissement de 69 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

HYDROCARBURES CLASSIQUES – GAZ NATUREL

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Chiffre d'affaires brut	99 \$	208 \$	234 \$	422 \$
Déduire : redevances	1	3	3	6
Produits des activités ordinaires	98	205	231	416
Charges				
Transport et fluidification	5	8	11	18
Activités opérationnelles	48	53	102	114
Taxe à la production et impôts miniers	1	3	2	6
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(68)	(40)	(124)	(88)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	112	181	240	366
Dépenses d'investissement	7	23	22	46
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	105 \$	158 \$	218 \$	320 \$

Variation des produits des activités ordinaires pour le trimestre clos le 30 juin 2012 par rapport au trimestre clos le 30 juin 2011



Trimestre clos le 30 juin 2012 par rapport au trimestre clos le 30 juin 2011

En ce qui a trait au gaz naturel, les produits et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont reculé au deuxième trimestre de 2012 du fait surtout de la contraction des prix de vente moyens, qui cadrait avec la variation du prix de référence AECO, et du fléchissement de la production. Pour le trimestre clos le 30 juin 2012, la production de gaz naturel de la société a diminué de 9 %, pour s'établir à 563 Mpi³ par jour, surtout à cause de la cession d'un bien non essentiel au début du premier trimestre de 2012, qui a réduit la production de 23 Mpi³ par jour. Les baisses normales de rendement prévues ont aussi contribué à la diminution de la production. Compte non tenu de la cession d'un bien non essentiel, la production de gaz naturel de la société aurait fléchi de 5 % par rapport à celle de la période correspondante de 2011.

Les redevances ont diminué de 2 M\$ pour le trimestre clos le 30 juin 2012 du fait de la baisse des prix et des volumes. Le taux de redevance moyen au deuxième trimestre de 2012 s'est chiffré à 1,0 % (1,5 % en 2011).

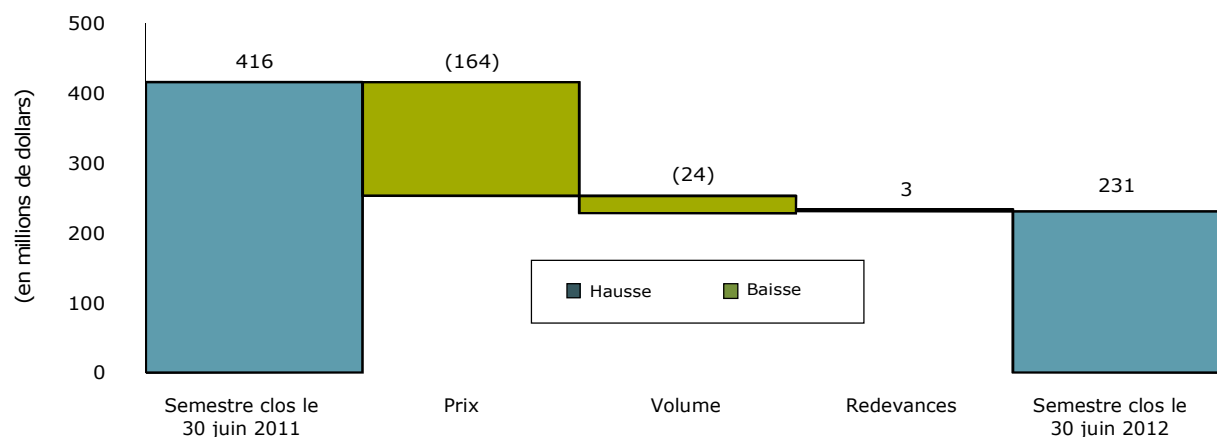
Les frais de transport ont baissé de 3 M\$ par suite essentiellement de la diminution des volumes de production.

Les principales composantes des charges opérationnelles concernaient les taxes foncières et les coûts de location des concessions, les activités de réparation et de maintenance, les coûts de main-d'œuvre et l'électricité. Les charges opérationnelles ont diminué de 5 M\$ au deuxième trimestre de 2012. La baisse des activités liées au gaz naturel et la cession d'un bien non essentiel au début de 2012 ont donné lieu à une baisse des coûts de main-d'œuvre et des activités de reconditionnement. Les activités de réparation et de maintenance ont également diminué par suite de la faiblesse des prix du gaz naturel.

Les activités liées à la gestion des risques pour le trimestre clos le 30 juin 2012 ont donné lieu à des profits réalisés de 68 M\$ (profits de 40 M\$ en 2011), ce qui cadre avec le fait que, en 2012, les prix fixés par contrat ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

L'excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au gaz naturel du secteur Hydrocarbures classiques par rapport aux dépenses d'investissement a reculé de 53 M\$ principalement en raison de la contraction des prix de vente moyens et des volumes de production, recul compensé partiellement par une réduction de 16 M\$ des dépenses d'investissement.

Variation des produits des activités ordinaires pour le semestre clos le 30 juin 2012 par rapport au semestre clos le 30 juin 2011



Semestre clos le 30 juin 2012 par rapport au semestre clos le 30 juin 2011

En ce qui a trait au gaz naturel, les produits et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont reculé au premier semestre de 2012 du fait surtout de la contraction des prix de vente moyens, qui cadrerait avec la variation du prix de référence AECO, et du fléchissement de la production. Pour le premier semestre de 2012, la production de gaz naturel de la société a diminué de 6 %, pour s'établir à 579 Mpi³ par jour, surtout à cause de la cession d'un bien non essentiel au début du premier trimestre de 2012, ce qui a réduit la production de 19 Mpi³ par jour, et des baisses normales de rendement prévues. Compte non tenu de la cession d'un bien non essentiel, la production de gaz naturel de la société aurait fléchi de 3 % par rapport à celle de la période correspondante de 2011.

Les redevances ont diminué de 3 M\$ pour le premier semestre de 2012 du fait de la baisse des prix et des volumes. Le taux de redevance moyen pour les premiers semestres de 2012 et de 2011 s'est chiffré à 1,4 % dans les deux cas.

Les frais de transport ont baissé de 7 M\$ par suite essentiellement de la diminution des volumes de production.

Les principales composantes des charges opérationnelles concernaient les taxes foncières et les coûts de location des concessions, les activités de réparation et de maintenance, les coûts de main-d'œuvre et l'électricité. Les charges opérationnelles ont diminué de 12 M\$ au premier semestre de 2012. La baisse des activités liées au gaz naturel et la cession d'un bien non essentiel au début de 2012 ont donné lieu à une baisse des coûts de main-d'œuvre, des activités de réparation et de maintenance, des impôts fonciers, des coûts de location des concessions et des activités de reconditionnement. Les coûts d'électricité ont également diminué par suite de la baisse des prix en 2012.

Les activités liées à la gestion des risques pour le premier semestre de 2012 ont donné lieu à des profits réalisés de 124 M\$ (profits de 88 M\$ en 2011), ce qui cadre avec le fait que, en 2012, les prix fixés par contrat ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

L'excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au gaz naturel du secteur Hydrocarbures classiques par rapport aux dépenses d'investissement a reculé de 102 M\$ principalement en raison de la contraction des prix de vente moyens et des volumes de production, recul compensé partiellement par une réduction de 24 M\$ des dépenses d'investissement.

HYDROCARBURES CLASSIQUES – DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Pétrole brut	122 \$	66 \$	338 \$	219 \$
Gaz naturel	7	23	22	46
Dépenses d'investissement ¹⁾	129 \$	89 \$	360 \$	265 \$

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

Les dépenses d'investissement de Cenovus pour le secteur Hydrocarbures classiques ont été axées sur les occasions de mise en valeur du pétrole brut. Les dépenses d'investissement liées au pétrole brut en Saskatchewan étaient axées surtout sur les travaux dans les installations des zones de Lower Shaunavon et de Bakken. La société a parachevé la construction de batteries à Bakken et a poursuivi la construction des installations à Lower Shaunavon qui devrait prendre fin au troisième trimestre de 2012. Les dépenses d'investissement en Saskatchewan visaient aussi des travaux de forage et des installations à Weyburn et des forages et des complétions dans les zones de Lower Shaunavon et de Bakken. Les dépenses d'investissement liées au pétrole brut en Alberta ont été centrées sur les activités de forage. En raison du prix actuel du gaz naturel, la société a réduit les dépenses liées à ce produit de base.

Le tableau qui suit fait état des activités de forage du secteur Hydrocarbures classiques de Cenovus. Les puits de pétrole brut forés s'inscrivent dans la poursuite de la mise en valeur des biens d'Alberta ainsi que des zones de Lower Shaunavon et de Bakken en Saskatchewan. Les remises en production de puits visent essentiellement les puits de mise en valeur de MH à faible risque de l'Alberta qui continuent de dégager des rendements acceptables.

Puits d'hydrocarbures classiques forés

(puits nets)	Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011
Pétrole brut	114	105
Gaz naturel	-	15
Remises en production	579	546
Puits de forage stratigraphique	7	3

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Ce secteur comprend les résultats des activités de raffinage de Cenovus aux États-Unis, lesquelles sont détenues conjointement avec Phillips 66 et exploitées par celle-ci. 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.

Au deuxième trimestre de 2012, les principaux facteurs liés au secteur Raffinage et commercialisation sont les suivants :

- la forte hausse du débit et de la production de produits raffinés ainsi que la capacité de traiter un volume accru de pétrole brut lourd par suite de la mise en service de l'unité de cokéfaction du projet CORE, à la raffinerie de Wood River;
- la constante réalisation de marges de raffinage positives, dans la foulée de la hausse des marges de craquage de référence et de la réduction des coûts liés à la charge d'alimentation;
- la progression de 26 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, qui se sont chiffrés à 351 M\$, attribuable principalement à l'accroissement du débit et à la capacité de traiter un volume accru de pétrole brut lourd à prix réduit, ce qui a contribué à l'amélioration des marges de raffinage;
- le traitement de 451 000 barils par jour de pétrole brut par les raffineries de la société, qui s'est traduit par une production de 473 000 barils par jour de produits raffinés.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Produits des activités ordinaires	2 962 \$	2 725 \$	5 954 \$	5 007 \$
Produits achetés	2 508	2 283	5 097	4 252
Marge brute	454	442	857	755
Charges				
Charges opérationnelles	123	109	253	237
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(20)	8	(14)	13
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	351	325	618	505
Dépenses d'investissement	24	117	22	219
Excédent (déficit) des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	327 \$	208 \$	596 \$	286 \$

La marge brute du secteur Raffinage et commercialisation a crû de 12 M\$ au deuxième trimestre de 2012 (102 M\$ pour le premier semestre), principalement en raison de la hausse du débit de traitement du pétrole brut et de l'augmentation de la production de produits raffinés grâce à l'achèvement de la construction de l'unité de cokéfaction du projet CORE, à la raffinerie de Wood River à la fin de 2011. Comme c'était le cas pendant tout l'exercice 2011, les marges de raffinage en 2012 ont continué de refléter les prix des produits raffinés, qui sont liés aux prix du marché mondial, de même que le coût des produits achetés – comptabilisé selon la méthode du premier entré, premier sorti –, qui est avantagé par les écarts négatifs sur le pétrole lourd et le brut de l'intérieur des États-Unis. La majoration que procure aux résultats liés aux activités de raffinage de 2012 la réduction des prix des produits achetés montre toute l'efficacité de l'objectif de Cenovus, qui consiste à intégrer la production de pétrole lourd, laquelle a d'ailleurs progressé grâce au projet CORE.

Le total des charges opérationnelles, constituées principalement de la main-d'œuvre, de la maintenance, des services publics et des fournitures, a augmenté de 14 M\$ au deuxième trimestre de 2012 et de 16 M\$ pour le semestre clos le 30 juin 2012. Bien que la raffinerie de Wood River fasse davantage appel aux services publics depuis le démarrage du projet CORE, le coût de ces services a baissé dans les deux raffineries par rapport à la période correspondante de 2011, car les prix de l'électricité et du gaz utilisé comme combustible ont sensiblement diminué. La réduction du coût des services publics a été contrebalancée par l'augmentation de divers coûts, dont ceux de la main-d'œuvre et de maintenance.

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 26 M\$ pour s'établir à 351 M\$ au deuxième trimestre de 2012 et de 113 M\$ pour atteindre 618 M\$ au premier semestre. Ces augmentations sont essentiellement attribuables à l'utilisation d'une plus grande capacité de raffinage du pétrole lourd grâce au projet CORE et au maintien de marges de raffinage favorables. Les dépenses d'investissement ont fléchi de 93 M\$ au deuxième trimestre de 2012 (197 M\$ pour le premier semestre) en raison de l'achèvement de la construction de l'unité de cokéfaction du projet CORE, à la raffinerie de Wood River, au quatrième trimestre de 2011. Des crédits d'impôt de l'État de l'Illinois se rapportant aux dépenses d'investissement consenties à la raffinerie de Wood River au cours de périodes précédentes ont également réduit les dépenses d'investissement au premier semestre de 2012.

EXPLOITATION DES RAFFINERIES¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Capacité liée au pétrole brut (kb/j)	452	452	452	452
Production de pétrole brut (kb/j)	451	406	448	384
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	100	90	99	85
Produits raffinés (kb/j)	473	422	469	403

¹⁾ Correspond à la totalité de l'exploitation des raffineries de Wood River et de Borger. La société détient une participation de 50 % dans ces activités.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, l'exploitation des raffineries reflète les avantages conférés par le démarrage du projet CORE au quatrième trimestre de 2011; les quantités de pétrole brut traité et de produits raffinés ont notamment augmenté de façon marquée. La capacité totale de traitement de brut lourd canadien reste tributaire de la qualité des bruts disponibles. Elle sera optimisée de façon que les avantages économiques soient maximisés.

La capacité de raffinage du pétrole lourd combinée des deux raffineries devrait s'établir à quelque 235 000 à 255 000 barils par jour. 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. Au deuxième trimestre, la raffinerie de Wood River a acheté aux fins de traitement environ 22 000 barils par jour de CDB provenant des installations de la société à Christina Lake, ce qui démontre la valeur de sa stratégie intégrée quant au pétrole et l'acceptation croissante du CDB par les entreprises de raffinage.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION – DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Raffinerie de Wood River	14 \$	104 \$	6 \$	200 \$
Raffinerie de Borger	10	12	16	18
Commercialisation	-	1	-	1
Dépenses d'investissement	24 \$	117 \$	22 \$	219 \$

La construction de l'unité de cokéfaction du projet CORE étant achevée, les dépenses d'investissement du secteur Raffinage et commercialisation en 2012 ont porté surtout sur la fiabilité des raffineries et la maintenance. En outre, la société a comptabilisé, au premier trimestre de 2012, des crédits d'impôt de l'État de l'Illinois de 14 M\$ relativement aux dépenses d'investissement consenties à la raffinerie de Wood River au cours de périodes précédentes, ce qui a réduit le montant des dépenses d'investissement pour le semestre clos le 30 juin 2012.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Produits des activités ordinaires	(65) \$	(15) \$	(65) \$	(41) \$
Charges ((ajouter)/déduire)				
Produits achetés	(65)	(15)	(65)	(41)
Activités opérationnelles	-	1	(1)	-
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(169)	(309)	(233)	(41)
	169 \$	308 \$	234 \$	41 \$

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 le contrat d'achat d'électricité à long terme.

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Frais généraux et frais d'administration	57 \$	55 \$	150 \$	168 \$
Charges financières	111	106	224	223
Produits d'intérêts	(27)	(31)	(56)	(63)
(Profit) perte de change, montant net	25	(6)	9	(29)
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(1)	(3)	(1)	(3)
Autre (profit) perte, montant net	1	1	(4)	-
	166 \$	122 \$	322 \$	296 \$

Au deuxième trimestre de 2012, les frais généraux et frais d'administration ont augmenté de 2 M\$, en raison des coûts accrus de dotation et de soutien administratif. Pour le premier semestre, la diminution de 18 M\$ est attribuable à la réduction de la charge liée aux primes d'intéressement à long terme, en partie contrée par la hausse des coûts de dotation et de soutien administratif, y compris les frais de formation et de perfectionnement.

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 ainsi que de la désactualisation des obligations de démantèlement. Au cours du deuxième trimestre de 2012, les charges financières ont été supérieures de 5 M\$ à celles du deuxième trimestre de 2011 (hausse de 1 M\$ pour le premier semestre). 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 5,2 % pour le deuxième trimestre de 2012 (5,2 % en 2011) et de 5,3 % pour le semestre clos le 30 juin 2012 (5,4 % en 2011).

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. Par rapport aux périodes correspondantes de 2011, les produits d'intérêts ont reculé de 4 M\$ au deuxième trimestre et de 7 M\$ pour le semestre clos le 30 juin 2012. Ces diminutions découlent de la baisse des intérêts créditeurs sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise à mesure que le solde est perçu.

La société a inscrit des pertes de change nettes de 25 M\$ au deuxième trimestre de 2012 (profits de 6 M\$ en 2011), dont une somme de 9 M\$ en pertes latentes (profits latents de 26 M\$ en 2011) et de 16 M\$ en pertes réalisées (pertes réalisées de 20 M\$ en 2011). Le dollar canadien a fléchi au deuxième trimestre, ce qui a donné lieu à des pertes latentes sur la dette à long terme de la société libellée en dollars américains, compensées en partie par des profits latents sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains. Pour le semestre clos le 30 juin 2012, la société a comptabilisé des pertes de change nettes de 9 M\$ (profits de 29 M\$ en 2011), qui comprennent des profits latents de 22 M\$ (profits latents de 62 M\$ en 2011).

AMORTISSEMENT ET ÉPUISEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Sables bitumineux	110 \$	75 \$	225 \$	161 \$
Hydrocarbures classiques	222	185	458	380
Raffinage et commercialisation	35	18	73	34
Activités non sectorielles et éliminations	12	10	23	19
	379 \$	288 \$	779 \$	594 \$

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Sables bitumineux a augmenté de 35 M\$ au deuxième trimestre de 2012 (64 M\$ pour le premier semestre) par suite principalement de la hausse des volumes de vente à Christina Lake et à Pelican Lake et de l'augmentation des taux d'amortissement et d'épuisement imputable à la hausse des coûts futurs de mise en valeur.

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques a monté de 37 M\$ au deuxième trimestre de 2012 (78 M\$ pour le premier semestre) principalement en raison de la progression des volumes de vente de pétrole brut et de l'augmentation des taux d'amortissement et d'épuisement faisant suite à la hausse des coûts futurs de mise en valeur, facteurs en partie compensés par la réduction des volumes de vente de gaz naturel, entre autres par suite de la sortie d'un actif non essentiel.

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Raffinage et commercialisation a crû de 17 M\$ au deuxième trimestre (39 M\$ pour le premier semestre), car les dépenses d'investissement consacrées au projet CORE sont désormais assujetties à l'amortissement puisque l'unité de cokéfaction a été mise en service au quatrième trimestre de 2011.

La dotation à l'amortissement et à l'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.

CHARGES DE PROSPECTION

Les coûts engagés une fois que le droit légal de prospection a été accordé, mais avant que la faisabilité technique et la viabilité commerciale aient été démontrées sont comptabilisés dans les actifs de prospection et d'évaluation. Lorsque la société juge qu'un champ, une zone ou un projet n'est plus exploitable sur le plan technique ou qu'il n'est plus commercialement viable et qu'elle décide de mettre fin à ses activités de prospection et d'évaluation à cet endroit, les coûts irrécouvrables sont imputés aux charges de prospection.

Au cours du deuxième trimestre de 2012, la société a jugé que les biens de Roncott, une petite superficie faisant l'objet de prospection et intégrée au secteur Hydrocarbures classiques, ne satisfaisaient pas aux exigences de faisabilité technique et de viabilité commerciale. Des coûts de prospection et d'évaluation déjà incorporés de 68 M\$ s'y rapportant ont donc été comptabilisés en tant que charges de prospection.

CHARGE D'IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

(en millions de dollars, sauf les pourcentages)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Charge d'impôt exigible				
Canada	21 \$	12 \$	83 \$	53 \$
États-Unis	13	1	25	1
Total de la charge d'impôt exigible	34	13	108	54
Charge d'impôt différé	204	294	298	293
Charge d'impôt	238 \$	307 \$	406 \$	347 \$
Taux d'imposition effectif	37,5 %	31,9 %	33,1 %	33,1 %

De la comparaison des trimestres clos les 30 juin 2012 et 2011, il ressort que la charge d'impôt exigible a augmenté et que la charge d'impôt différé a diminué. L'augmentation de la charge d'impôt exigible est surtout attribuable à l'ajustement à la hausse des estimations d'impôt pour 2011 et aux majorations d'impôt des États américains, compensés par une majoration des déductions au titre des comptes d'impôt. La diminution de l'impôt différé découle de la réduction des produits tirés des activités en amont de la société et de la baisse des profits latents liés à la gestion des risques, facteurs partiellement neutralisés par l'augmentation des produits du secteur Raffinage et commercialisation.

Pour le semestre clos le 30 juin 2012, la charge d'impôt exigible et la charge d'impôt différé ont toutes deux augmenté par rapport à la période correspondante de 2011. L'augmentation de la charge d'impôt exigible découle essentiellement de l'ajustement à la hausse des estimations d'impôt pour 2011 et des majorations d'impôt des États américains. La charge d'impôt différé a crû surtout en raison de l'accroissement des produits du secteur Raffinage et commercialisation et de la hausse des profits latents liés à la gestion des risques, compensés en partie par le renversement de certaines différences temporelles.

La charge d'impôt exigible aux États-Unis en 2012 correspond à l'impôt au niveau des États. Les déductions devraient suffire à exonérer d'impôt, en 2012, le bénéfice de la société qui est imposable au niveau fédéral aux États-Unis.

Le taux d'imposition effectif de la société tient compte de l'imposition du revenu au Canada et aux États-Unis aux taux d'imposition respectifs prévus par la loi. Le taux d'imposition effectif pour le deuxième trimestre de 2012 tient compte d'ajustements de l'impôt au Canada en lien avec des estimations pour l'exercice précédent.

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 différences permanentes, 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 différences permanentes comprennent :

- la portion non imposable des profits et des pertes en capital au Canada;
- les conditions de financement multijuridictions;
- la rémunération fondée sur des actions non déductible;
- la constatation de pertes en capital nettes;
- les profits de change imposables exclus du résultat net.

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels Cenovus et ses filiales exercent leurs activités peuvent changer. La société estime que sa charge d'impôt est suffisante.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :				
Activités opérationnelles	968 \$	769 \$	1 633 \$	1 400 \$
Activités d'investissement	(788)	(592)	(1 620)	(1 276)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	180	177	13	124
Activités de financement	(230)	(310)	(92)	(180)
Profits (pertes) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	(1)	(1)	(7)	1
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(51) \$	(134) \$	(86) \$	(55) \$

ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont progressé de 199 M\$ au deuxième trimestre de 2012 (233 M\$ pour le semestre) par rapport au trimestre correspondant de 2011. L'augmentation du deuxième trimestre est essentiellement attribuable à la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie, compensée en partie par une baisse de 14 M\$ des flux de trésorerie, alors que la hausse pour le premier semestre découle en grande partie de la progression de 197 M\$ des flux de trésorerie. Les flux de trésorerie sont analysés sous la rubrique « Information financière » du présent rapport de gestion. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont également été touchés par la variation nette des autres actifs et passifs.

Compte non tenu des actifs et des passifs liés à la gestion des risques et des actifs et des passifs détenus en vue de la vente, le fonds de roulement de Cenovus s'élevait à 215 M\$ au 30 juin 2012 contre 283 M\$ au 31 décembre 2011. La société s'attend à continuer de respecter ses obligations de paiement à mesure qu'elles arrivent à échéance.

ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

Au deuxième trimestre de 2012, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 196 M\$ (344 M\$ pour le semestre), en regard de la période correspondante de 2011. La progression est essentiellement attribuable à l'accroissement des dépenses d'investissement de 210 M\$ (389 M\$ pour le semestre). Pour le premier semestre, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont été compensés en partie par la hausse de 57 M\$ du produit tiré de la sortie d'actifs. Les dépenses d'investissement sont analysées plus avant à la sous-rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » de la rubrique « Information financière » et aux diverses sous-rubriques concernant les dépenses d'investissement de la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

L'approche rigoureuse suivie par la société à l'égard des décisions en matière de dépenses d'investissement se traduit par l'établissement de priorités concernant les flux de trésorerie, qui sont affectés tout d'abord aux capitaux engagés, puis au versement de dividendes et, enfin, au capital-développement. Au deuxième trimestre de 2012, la société a versé un dividende de 0,22 \$ par action (0,20 \$ par action en 2011). Le total des dividendes versés au premier semestre de 2012 s'est chiffré à 332 M\$ (302 M\$ en 2011). La déclaration d'un dividende est laissée à l'appréciation du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres.

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont diminué de 80 M\$ au deuxième trimestre de 2012 (88 M\$ pour le semestre) par rapport au trimestre correspondant de 2011. La diminution au deuxième trimestre est attribuable au plus faible remboursement de titres d'emprunt à court terme, compensé en partie par l'augmentation des dividendes versés. Pour le premier semestre, la baisse découle surtout de l'émission plus importante de titres d'emprunt à court terme et a été en partie annulée par l'accroissement des dividendes versées.

La dette à long terme se situait à 3 536 M\$ au 30 juin 2012; aucun remboursement de capital n'est exigible avant septembre 2014 (800 M\$ US). La société a émis des titres d'emprunt à court terme de 209 M\$ aux termes de son programme de billets de trésorerie; elle disposait également des liquidités de 409 M\$, dont la majeure partie est détenue par des activités communes.

SOURCES DE LIQUIDITÉS DISPONIBLES

Provenance des fonds	Montant	Échéance
Trésorerie et équivalents de trésorerie	409 \$	Sans objet
Facilités de crédit engagées	3 000 \$	30 novembre 2015
Prospectus préalable de base au Canada ¹⁾	1 500 \$	Juin 2014
Prospectus préalable de base aux États-Unis ¹⁾	2 000 \$ US	Juillet 2014

¹⁾ Disponibilité assujettie aux conditions du marché.

La société dispose d'une facilité de crédit engagée de 3,0 G\$, dont l'échéance est fixée au 30 novembre 2015, et d'un programme de billets de trésorerie. Ces deux sources de liquidités servent à gérer les besoins de liquidités à court terme de la société. Au 30 juin 2012, les emprunts à court terme de la société se chiffraient à 209 M\$ (néant au 31 décembre 2011) sous forme de billets de trésorerie. La société réserve une tranche de la facilité de crédit engagée au titre des billets de trésorerie.

Le 24 mai 2012, Cenovus a déposé un prospectus préalable de base au Canada portant sur des billets à moyen terme non garantis totalisant 1,5 G\$. Le prospectus préalable de base au Canada permet l'émission périodique de billets à moyen terme libellés en dollars canadiens ou en devises par le biais d'un ou plusieurs appels publics à l'épargne. Les conditions afférentes aux billets, y compris les intérêts à taux fixe ou variable et les dates d'échéance, seront établies à la date d'émission. Au 30 juin 2012, aucun billet à moyen terme n'avait été émis aux termes du prospectus canadien qui vient à échéance en juin 2014.

Le 6 juin 2012, la société a déposé un prospectus préalable de base aux États-Unis portant sur des billets non garantis totalisant 2,0 G\$ US. Le prospectus préalable de base aux États-Unis permet l'émission périodique de titres de créance libellés en dollars américains ou en d'autres monnaies par le biais d'un ou plusieurs appels publics à l'épargne. Les conditions afférentes aux billets, y compris les intérêts à taux fixe ou variable et les dates d'échéance, seront établies à la date d'émission. Au 30 juin 2012, aucun billet n'avait été émis aux termes du prospectus américain qui vient à échéance en juillet 2014.

Au 30 juin 2012, Cenovus respectait toutes les conditions de ses accords de dette.

RATIOS FINANCIERS

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 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'effet à payer et à recevoir lié à l'apport à la coentreprise. Les capitaux permanents correspondent à la dette plus les capitaux propres. Le BAIIA ajusté pour les 12 derniers mois correspond au bénéfice avant les charges financières, les produits d'intérêts, la charge d'impôt sur le résultat, l'amortissement et l'épuisement, les charges de prospection, les profits ou pertes latents liés à la gestion des risques, les profits ou pertes de change, le profit ou la perte à la sortie d'actifs et les autres profits ou pertes nets. Ces ratios sont utilisés pour gérer la dette globale de Cenovus en tant que mesures de la santé financière générale de celle-ci.

	30 juin 2012	31 décembre 2011
Ratio dette/capitaux permanents	27 %	27 %
Ratio dette/BAIIA ajusté	1,0 x	1,0 x

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 fois.

Au 30 juin 2012, la situation financière de la société, évaluée selon ces deux ratios, était conforme à celle de la fin de l'exercice 2011; les deux ratios se situent dans le bas de la fourchette cible à long terme ou en deçà de celle-ci. Pour obtenir de plus amples renseignements concernant les ratios financiers et la structure du capital de la société, voir les notes annexes des états financiers consolidés intermédiaires.

DONNÉES SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION

Cenovus est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions préférentielles de premier rang et d'actions préférentielles de second rang. Au 30 juin 2012, environ 755,7 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (754,5 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2011) et aucune action préférentielle n'était en circulation. L'augmentation du nombre d'actions ordinaires au premier semestre de 2012 découle de l'exercice d'options sur actions. Aucune autre émission d'actions ordinaires n'a eu lieu en 2012.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET ENGAGEMENTS

Cenovus a conclu divers engagements dans le cours normal de ses activités, ayant trait surtout à des frais liés à la demande dans le cadre de contrats de transport fermes (qui tiennent compte des montants liés à des projets en attente d'autorisation réglementaire), à de futurs baux à construction, à des accords de commercialisation, à des engagements relatifs à des dépenses d'investissement et à des emprunts. 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 un nombre restreint d'actions en justice dans le cours normal de ses activités, et elle estime avoir constitué une provision suffisante à cet égard. Aucune action, considérée individuellement ou dans le cadre d'autres actions, n'est significative.

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 (les fluctuations de prix des marchandises, de taux de change et de taux d'intérêt), le risque de crédit, le risque de liquidité et le dépassement de coûts;
- les risques liés aux activités opérationnelles, y compris les risques liés au capital, le risque opérationnel, les risques liés au remplacement des réserves, ainsi que les risques liés à la sécurité et à l'environnement;
- les risques liés à la réglementation, notamment les risques liés au processus de réglementation et aux autorisations réglementaires, ainsi que l'évolution du cadre réglementaire en matière d'environnement.

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. La direction vérifie les stratégies de gestion des risques afin de réagir de façon proactive à l'évolution de la conjoncture et de prévenir ou d'atténuer le risque. 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.

Pour une analyse plus approfondie de la gestion des risques pratiquée par Cenovus, voir le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2011. Pour une description des facteurs de risque pouvant toucher Cenovus, voir la rubrique « Mise en garde ». Pour une analyse exhaustive des facteurs de risque significatifs pouvant toucher Cenovus, voir la rubrique « Facteurs de risque » de la notice annuelle de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (voir la rubrique « Information supplémentaire »).

RISQUES FINANCIERS

Le risque financier s'entend du risque de perte ou d'occasion perdue découlant de la gestion financière et de conditions du marché susceptibles d'avoir une incidence positive ou négative sur les activités de Cenovus. Les facteurs de risque financier sont notamment la conjoncture économique mondiale, les prix des marchandises, le risque de crédit, le risque de liquidité et les fluctuations des taux de change et d'intérêt.

Cenovus atténue en partie les risques financiers auxquels elle est exposée au moyen de divers instruments financiers et contrats physiques régis par sa politique d'atténuation de risques de marché, qui prescrit des protocoles et seuils en matière d'opérations de couverture. En vue de réduire l'exposition au risque de fluctuations des prix des marchandises, Cenovus a conclu divers instruments financiers. Ces instruments, notamment les gains ou pertes latents, au 30 juin 2012, font l'objet d'une description plus détaillée dans les notes annexes des états financiers consolidés intermédiaires et d'une analyse dans le présent rapport de gestion. Cenovus a généralement recours à des instruments financiers comme des swaps ou des contrats à terme normalisés conclus avec de grandes institutions financières, des sociétés intégrées du secteur de l'énergie ou des bourses de marchandises.

Cenovus continue de mettre en application son modèle d'affaires, qui cible la mise en valeur de zones de ressources à long terme à faible risque et à faible coût. Des stratégies de réduction des coûts sont en place pour s'assurer que tous les aspects des coûts contrôlables de Cenovus sont gérés de façon efficace. Les risques de contrepartie et de crédit font l'objet d'une surveillance étroite, tout comme la situation de trésorerie, afin de veiller à ce que la société continue de disposer d'un crédit à des conditions avantageuses. Cenovus conserve une trésorerie suffisante, notamment par le truchement de sa facilité de crédit engagée, pour financer les dépenses d'investissement.

RISQUES OPÉRATIONNELS

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

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

Si Cenovus est dans l'impossibilité d'acquérir, de mettre en valeur ou de découvrir des réserves supplémentaires de pétrole brut et de gaz naturel, ses réserves et sa production baisseront considérablement par rapport à leurs niveaux actuels. Par conséquent, ses flux de trésorerie dépendent grandement de la production fructueuse des réserves actuelles et de l'acquisition, de la découverte ou de la mise en valeur de réserves supplémentaires.

La mise en valeur, la production et le raffinage de pétrole brut et de gaz naturel sont, de par leur nature même, des activités à risque élevé pouvant causer des préjudices personnels ou des perturbations environnementales imprévues. Cenovus a à cœur la sécurité de ses activités et accorde une grande importance à l'environnement et aux parties prenantes.

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

RISQUES LIÉS À LA RÉGLEMENTATION

Les activités de Cenovus sont assujetties à la réglementation et à l'intervention des gouvernements qui peuvent viser ou interdire les forages, la complétion et le raccordement de nouveaux puits, la production, la construction ou l'expansion d'installations et l'exploitation et l'abandon de champs. Des droits contractuels peuvent être annulés ou expropriés. Des changements apportés à la réglementation gouvernementale peuvent avoir une incidence sur les projets en cours et prévus de Cenovus, en plus d'imposer un coût de conformité.

Les risques réglementaires et juridiques sont établis par les groupes opérationnels et des groupes constitués à l'échelle de la société, et la conformité de Cenovus aux lois et règlements applicables fait l'objet d'un suivi, en ce qui concerne ses actifs et activités, par son groupe des services juridiques qui se tient au fait de l'évolution et des changements des lois et des règlements, afin de veiller à ce qu'elle s'y conforme. Afin d'atténuer en partie les risques visant l'accès aux ressources, de se tenir au courant de l'évolution de la réglementation et d'agir en exploitant responsable, Cenovus maintient des relations avec les principales parties prenantes et met en œuvre d'autres initiatives d'atténuation.

Risque lié à la réglementation 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 la prospection, 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 la production ou à l'achat 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.

Au Canada, le gouvernement fédéral élabore actuellement la réglementation à l'égard des gaz à effet de serre destinée à encadrer le secteur pétrolier et gazier. Cenovus participe à la négociation et à l'information relatives à cette nouvelle réglementation par le truchement de l'Association canadienne des producteurs pétroliers.

Cadre réglementaire de l'Alberta

En 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*; avant d'être mis en œuvre, le projet de loi doit encore recevoir l'approbation du cabinet provincial. Le calendrier de mise en vigueur n'a pas encore été précisé, car ce dossier ne semble pas avoir progressé en 2012.

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 à l'égard de l'utilisation des terres concernant les zones ayant trait à la conservation, au tourisme et aux loisirs sont approuvées 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. L'accès à certains secteurs des biens miniers actuels de la société pourrait être interdit, ce qui ralentirait la cadence de mise en valeur en raison de limites et seuils en matière environnementale qui pourraient toucher défavorablement le cours des titres de la société et le versement de dividendes à ses actionnaires. Toutefois, les secteurs désignés n'ont aucune répercussion directe sur le plan stratégique 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.

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 le contrôle continu de ses indicateurs de performance en matière de responsabilité d'entreprise. Cette politique peut être consultée sur le site Web de Cenovus au www.cenovus.com.

La politique en matière de responsabilité d'entreprise de Cenovus comporte six axes : i) le leadership; ii) la gouvernance d'entreprise et les pratiques commerciales; iii) les ressources humaines; iv) la performance environnementale; v) l'engagement des parties prenantes et des Autochtones; vi) la participation de la collectivité et l'investissement dans celle-ci. Cenovus entend continuer à faire rapport de sa performance à l'égard de ces axes par l'intermédiaire de son rapport annuel en matière de responsabilité d'entreprise.

La politique en matière de responsabilité d'entreprise de Cenovus met l'accent sur son engagement envers la protection de la santé et de la sécurité de tous ceux qui sont visés par ses activités, notamment ses effectifs et les collectivités où elle est en exploitation. Cenovus s'engage à ne jamais mettre en péril la santé et la sécurité de quiconque dans l'exercice de ses activités. Elle compte s'efforcer de fournir un milieu de travail sécuritaire et sain et elle s'attend à ce que ses salariés se conforment aux pratiques en matière de santé et de sécurité établies pour les protéger. En outre, la politique de Cenovus aborde la gestion d'intervention d'urgence, l'investissement dans les projets axés sur l'efficacité,

dans les nouvelles technologies et dans la recherche, et l'adhésion aux principes de la Déclaration universelle des droits de l'homme.

Dans le cadre de son engagement constant à l'égard de la performance environnementale, Cenovus et 11 autres sociétés pétrolières canadiennes ont fondé COSIA (« Canada's Oil Sands Innovation Alliance ») dont l'objectif est de favoriser la croissance responsable et durable de l'exploitation des sables bitumineux canadiens tout en assurant l'amélioration rapide de la performance environnementale grâce à l'action et à l'innovation axées sur la collaboration. La COSIA assurera le leadership, la planification et la responsabilisation pour créer une telle collaboration. Son mandat consiste à rehausser la performance environnementale du secteur des sables bitumineux dans les domaines clés des étangs à résidus, de l'eau, des terres et des gaz à effet de serre.

À mesure que progresse le processus de communication en matière de responsabilité d'entreprise, des 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 juin 2012, Cenovus a rendu public son rapport 2011 en la matière, qui peut être consulté au www.cenovus.com. Ce rapport tenait compte des lignes directrices de la Global Reporting Initiative et des normes établies par l'Association canadienne des producteurs pétroliers dans son programme Responsible Canadian Energy.

MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS

Pour l'application des méthodes comptables, Cenovus est tenue d'utiliser des jugements, de poser des hypothèses et de faire des estimations qui pourraient avoir une incidence importante sur ses résultats financiers. Les résultats réels peuvent être différents de ces estimations, parfois de façon marquée. Les estimations et hypothèses utilisées peuvent faire l'objet de révisions en fonction des faits passés et de l'utilisation de nouvelles données. Les méthodes comptables et estimations critiques de la société sont évaluées chaque année par le comité d'audit du conseil d'administration. Les notes annexes des états financiers consolidés et le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2011 fournissent davantage d'information sur le mode de présentation et les principales méthodes comptables de la société (voir la rubrique « Information supplémentaire »).

MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS CRITIQUES

Aucun changement n'a été apporté aux méthodes comptables et estimations critiques en 2012. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les méthodes comptables et estimations critiques, se reporter aux notes annexes des états financiers consolidés et au rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2011 (voir la rubrique « Information supplémentaire »).

CHANGEMENTS FUTURS DES MÉTHODES COMPTABLES

Aucune révision n'a été apportée aux changements futurs des méthodes comptables au cours du premier semestre de 2012. Pour connaître les changements futurs des méthodes comptables, voir les notes annexes des états financiers consolidés et le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2011 (voir la rubrique « Information supplémentaire »).

PERSPECTIVES

Les perspectives de Cenovus dépendent de plusieurs facteurs, dont les prix des marchandises et l'incidence de l'accès à de nouveaux marchés pour le pétrole brut nord-américain. Les prix du pétrole brut devraient rester volatils pendant le reste de 2012 puisqu'ils sont sensibles à la croissance économique et aux risques d'interruption de l'approvisionnement.

Le prix moyen du brut Brent, qui a progressé pendant les quatre premiers mois de 2012, a baissé sensiblement en mai 2012 et ne devrait pas revenir à son sommet antérieur pendant le reste de l'année. La diminution des prix du Brent est essentiellement attribuable à l'incertitude grandissante entourant la croissance économie mondiale, et ce, principalement en Europe, en Chine et aux États-Unis. La production accrue de pétrole brut dans le monde, surtout en provenance des pays de l'OPEP, a plus que compensé les arrêts de production en Syrie, au Soudan et au Yémen, ce qui a réduit le prix moyen du Brent. Étant donné ses forts niveaux de production, l'Arabie Saoudite est en bonne position pour protéger les prix dans l'éventualité d'un autre fléchissement significatif des marchés.

L'écart négatif du prix du WTI par rapport à celui du Brent, plus marqué au début de l'exercice qu'il ne l'était en 2011, devrait encore rétrécir pendant le reste de 2012 grâce à l'ajout de la capacité de transport par pipelines de Cushing, en

Oklahoma, jusqu'au golfe du Mexique en mai 2012 ainsi que d'autres capacités secondaires. Avec cette capacité ajoutée, le prix du WTI devrait être pratiquement le même que celui du Brent d'ici la fin du premier trimestre de 2013.

Au deuxième trimestre de 2012, l'écart entre le WTI et le WCS s'est élargi à mesure que la croissance des stocks intérieurs de pétrole brut augmentait la congestion des pipelines. Cet écart n'a été contrebalancé que partiellement par la hausse de la demande en provenance des raffineries du Midwest, aux États-Unis, en raison du raffermissement des marges de craquage. La croissance des stocks se poursuivra probablement tandis que la capacité de transport par pipelines et par chemins de fer n'augmentera que peu, si bien que les écarts canadiens, y compris celui du WCS, s'accroîtront encore. Le renversement du sens d'écoulement du pipeline Seaway, lequel a facilité quelque peu les livraisons du brut de Cushing, dont le WTI, mais n'a eu qu'un avantage limité pour celles du pétrole brut canadien, a également influé sur l'élargissement de l'écart entre le WTI et le WCS.

L'augmentation des écarts de craquage sur les produits raffinés et la diminution des coûts des charges d'alimentation en pétrole lourd au cours du deuxième trimestre de 2012 se sont traduites par une amélioration des paramètres économiques des raffineries du Midwest, aux États-Unis, par rapport au premier trimestre de 2012 et au quatrième trimestre de 2011. Pour le deuxième semestre de 2012, la société prévoit que ces paramètres fléchiront encore pour la raffinerie de Borger, parallèlement à l'augmentation des prix du pétrole brut à Cushing par rapport aux prix des produits, et qu'ils s'amélioreront pour la raffinerie de Wood River qui achète du pétrole brut surtout dans les États du Nord des États-Unis dont les prix devraient diminuer par rapport aux prix des produits.

Pour le reste de 2012, les initiatives stratégiques constantes et les principales priorités de Cenovus sont les suivantes :

- Amplification de la production à Christina Lake étant donné la mise en production prévue de la phase D au troisième trimestre de 2012 et l'intensification de la production tout au long de 2012.
- Accroissement de la production de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques en 2012 en raison principalement de la mise en valeur des zones potentielles de pétrole avare à Lower Shaunavon et à Bakken, outre l'exploration d'autres possibilités de croissance.
- Amélioration de la production à Pelican Lake grâce à l'expansion du programme de récupération assistée des hydrocarbures par injection de polymères.
- Avancement du projet de Telephone Lake, notamment un investissement dans le projet pilote d'évacuation d'eau.
- Obtention de l'approbation du partenaire à l'égard du projet de Narrows Lake, exécution de travaux de génie supplémentaires et début de la construction.
- Engagement envers des initiatives de transport et l'avancement des initiatives visant à accroître les marchés existants et à développer de nouveaux marchés pour le pétrole brut, parallèlement à une stratégie de commercialisation en phase avec l'augmentation de la production.
- Mise en œuvre de la stratégie environnementale au moyen de mesures spécifiques à chaque unité d'exploitation.
- Évaluation des activités du projet CORE de la raffinerie de Wood River pour s'assurer de leur stabilité et leur fiabilité.

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 zones potentielles de pétrole avare.
- Le financement en interne de la croissance grâce aux flux de trésorerie disponibles, dont ceux tirés des actifs établis de gaz naturel, ainsi que le produit découlant de la stratégie continue de gestion du portefeuille visant la sortie d'actifs de pétrole brut et de gaz naturel non essentiels, outre le recours à un financement par emprunt additionnel pour répondre aux besoins de liquidités supplémentaires.
- La réduction du profil de risque de prix des marchandises grâce à l'intégration des activités de raffinage et de gaz naturel ainsi qu'une stratégie de couverture et de gestion des risques cohérente.
- Le maintien d'un dividende viable, la priorité devant être accordée à la croissance du dividende en vue d'offrir un excellent rendement global aux actionnaires.

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. Pour atteindre ses cibles de production, 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, voir la rubrique portant sur la gestion des risques du présent rapport de gestion.

L'approche rigoureuse de la société à l'égard de la répartition des capitaux fait notamment appel à l'établissement de priorités concernant l'affectation des flux de trésorerie, comme suit :

- en premier lieu, les flux de trésorerie sont affectés aux capitaux engagés, c'est-à-dire les dépenses d'investissement nécessaires pour poursuivre les activités d'expansion autorisées à l'égard des projets à phases multiples de la société et pour exercer ses activités commerciales existantes;
- en deuxième lieu, ils sont affectés au versement de dividendes intéressants afin d'offrir un rendement global solide aux actionnaires;
- en troisième lieu, ils sont affectés au capital-développement, soit les dépenses d'investissement engagées pour les projets allant au-delà de ceux visés par les capitaux engagés.

Ce processus de répartition des capitaux comporte l'évaluation de toutes les possibilités à l'aide de critères rigoureux ainsi que l'atteinte des objectifs de Cenovus en ce qui a trait au maintien d'une structure financière prudente et souple et d'une situation financière vigoureuse qui lui permettent de rester solide lorsque les flux de trésorerie baissent. 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 », « hypothétique » 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, des répercussions futures des mesures réglementaires, des 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; l'estimation 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 ou de leurs étapes; 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 et les hypothèses s'y rapportant; l'efficacité du programme de gestion des risques de Cenovus, y compris l'effet des instruments financiers dérivés et l'efficacité des stratégies de couverture; l'exactitude des estimations de coûts, les variations des prix des marchandises, des cours du change et des taux d'intérêt; les fluctuations de l'offre et de la demande de produits; la concurrence, notamment celle issue des nouvelles formes d'énergie; les risques inhérents aux activités de commercialisation de Cenovus, y compris les risques de crédit; le maintien d'un ratio dette/BAIIA ajusté et d'un ratio dette/capitaux permanents souhaitables; la capacité de Cenovus de faire appel à des sources diverses de capitaux d'emprunt et de capitaux propres; la précision des estimations des réserves, des ressources et de la production future; la capacité de Cenovus de remplacer et d'accroître ses réserves de pétrole et de gaz; la capacité de Cenovus de maintenir ses relations avec ses partenaires et de parvenir à gérer et à exploiter ses 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 d'assurer convenablement le transport de ses produits; l'évolution du cadre réglementaire dans toutes les régions où la société exerce ses activités, 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; les changements touchant le contexte général de l'économie, des marchés et des affaires; 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 voir la notice annuelle/rapport sur formulaire 40-F pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (voir le à la rubrique « Information supplémentaire »).

ABRÉVIATIONS

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

<u>Pétrole et liquides du gaz naturel</u>		<u>Gaz naturel</u>	
b	Baril	kpi ³	millier de pieds cubes
b/j	baril par jour	Mpi ³	million de pieds cubes
kb/j	millier de barils par jour	Gpi ³	milliard de pieds cubes
Mb	million de barils	MBtu	million d'unités thermales britanniques
LGN	liquides du gaz naturel	GJ	gigajoule
WTI	West Texas Intermediate	MH	méthane de houille
WCS	Western Canadian Select		
CDB	Christina Dilbit Blend		
MC	Marque de commerce de Cenovus Energy Inc.		

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

INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE

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

On peut se procurer de l'information supplémentaire sur Cenovus, notamment en consultant sa notice annuelle/Rapport sur formulaire 40-F pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 et son rapport de gestion annuel pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sur EDGAR à l'adresse www.sec.com et sur le site Web de la société au www.cenovus.com.