



## Rapport de gestion pour le trimestre clos le 31 mars 2012

*Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc., daté du 24 avril 2012, doit être lu avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre clos le 31 mars 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 PREMIER TRIMESTRE DE 2012	3
INFORMATION FINANCIÈRE	7
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL	14
SECTEURS À PRÉSENTER	15
SABLES BITUMINEUX	15
HYDROCARBURES CLASSIQUES	19
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	23
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	25
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	27
GESTION DES RISQUES	29
TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE	31
MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS	32
PERSPECTIVES	32
MISE EN GARDE	34
ABRÉVIATIONS	35

## **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 31 mars 2012, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 27 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 trimestre 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 630 Mpi<sup>3</sup>/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 juin 2010, la société a déposé une demande et évaluation des incidences environnementales conjointes 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 s'attend à recevoir l'approbation des autorités de réglementation au milieu de 2012, la mise en production étant prévue pour la fin de 2016.

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, faisant 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 ConocoPhillips, société ouverte américaine non liée, Cenovus est en mesure d'atténuer l'incidence des cycles des prix des marchandises en traitant du pétrole lourd, c'est-à-dire en procédant à l'intégration économique de sa production issue des sables bitumineux. 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.
- **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 ConocoPhillips et exploitées par celle-ci. Ce secteur assure aussi la commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel de Cenovus, en plus de conclure avec des tiers des achats et des ventes de produits qui lui procurent une marge de manœuvre relativement aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle.
- **Activités non sectorielles et éliminations**, qui comprend principalement les profits ou les pertes latents comptabilisés à l'égard des instruments financiers dérivés, les profits ou pertes 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 PREMIER TRIMESTRE DE 2012

Le premier trimestre de 2012 s'est poursuivi sur la lancée amorcée en 2011. Grâce au démarrage accéléré de la production à la phase C, au moyen de nouvelles technologies, la production brute de Christina Lake a atteint sa capacité nominale de 58 000 barils par jour plus tôt que prévu. Les activités de raffinage 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. 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 des raffineries américaines.

La société a mené à bien son programme de forage stratigraphique, forant 419 puits bruts sur ses terrains de sables bitumineux. Les résultats de ce programme de forage serviront à préparer les prochaines phases d'expansion à Foster Creek et à Christina Lake, à recueillir des données sur la qualité des nouveaux projets et à satisfaire aux exigences réglementaires. La société a aussi achevé avec succès les travaux hivernaux nécessaires au lancement du projet pilote de déshydratation à Telephone Lake.

Témoignant de son engagement à procurer un solide rendement aux actionnaires au premier trimestre de 2012, la société a haussé son dividende trimestriel de 10 %, le fixant à 0,22 \$ par action. Cette hausse n'a pas entravé la stratégie de croissance de la société puisqu'elle a augmenté les dépenses d'investissement de plus de 185 M\$ au premier trimestre de 2012 par rapport à la même période de 2011.

### **RÉSULTAT OPÉRATIONNEL**

La production totale moyenne de pétrole brut et de LGN de la société au premier trimestre a crû de 14 % pour se chiffrer à 156 850 barils par jour comparativement à 2011, essentiellement en raison de l'augmentation de la production à la phase C de Christina Lake et des activités liées au pétrole brut classique, dans le sud de l'Alberta, de même que des gisements de pétrole avare de Lower Shaunavon et de Bakken, en Saskatchewan.

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

- la production à Christina Lake s'est établie en moyenne à 24 733 barils par jour, soit une hausse de 15 649 barils par jour grâce au démarrage de la production à la phase C;
- la production à Foster Creek a été conforme aux attentes pour le trimestre, car les installations sont efficaces. À cause de pannes de courant et des problèmes qui en ont découlé, la production à Foster Creek a légèrement diminué par rapport au premier trimestre de 2011;
- la production à Pelican Lake a constamment augmenté au cours des trois derniers trimestres. La production moyenne du premier trimestre de 2012 s'est établie à 20 730 barils par jour, soit une baisse de 3 % par rapport au premier trimestre de 2011, car les arrêts de production nécessaires aux activités de forage intercalaire et les baisses normales de rendement prévues n'ont été compensés qu'en partie par les activités d'injection de polymères;
- la production moyenne des gisements de pétrole brut avare de Lower Shaunavon et de Bakken a plus que doublé pour passer à 6 888 barils par jour;
- la production de pétrole brut classique en Alberta s'est accrue de 6 %, 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 de gaz naturel a diminué de 2 %, surtout en raison de la sortie d'actifs non essentiels au début du premier trimestre de 2012 et des baisses normales de rendement prévues;
- une deuxième paire de puits a été forée dans le cadre du projet pilote de Grand Rapids;
- la production de produits raffinés a atteint 465 000 barils par jour, soit une hausse de 82 000 barils par jour, par suite de l'accroissement du débit attribuable au démarrage de l'unité de cokéfaction du projet CORE à Wood River et à l'amélioration de la performance opérationnelle à la raffinerie de Borger.

### **RÉSULTATS FINANCIERS**

Au premier trimestre, les résultats financiers de la société ont bénéficié de la hausse des prix de vente moyens du pétrole brut, de l'accroissement des volumes de pétrole brut, de l'augmentation du débit de raffinage et des solides marges de raffinage. La hausse des prix moyens du pétrole brut a amélioré les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au pétrole brut et aux LGN, bien que les prix aient eu une incidence négative sur 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 premier trimestre de 2012 par rapport à celui de 2011 sont les suivants :

- les produits des activités ordinaires ont augmenté de 1 064 M\$, soit 30 %, principalement en raison des facteurs suivants :
  - la hausse de 710 M\$ des produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation due à l'amélioration des prix des produits raffinés et du débit de raffinage;
  - la hausse de 14 % des prix de vente moyens du pétrole brut et des LGN, compte non tenu des opérations de couverture financière;
  - la hausse de 16 % des volumes de vente de pétrole brut et de LGN;
  - la hausse des prix et des volumes du condensat utilisé pour la fluidification;
  - la baisse de 80 M\$ des produits tirés du gaz naturel en raison de la diminution de la production et des prix de vente moyens;
- les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation se sont établis à 267 M\$, soit une progression de 87 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 Wood River. La hausse des marges de raffinage attribuable à la hausse des prix des produits raffinés et à la réduction des coûts des charges de pétrole brut a aussi contribué à la progression des flux de trésorerie;
- les flux de trésorerie ont progressé de 30 % pour s'établir à 904 M\$, du fait essentiellement de l'amélioration des volumes et des prix de vente moyens du pétrole brut et des LGN ainsi que de la hausse des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation, en partie contrebalancés par une baisse des prix de vente du gaz naturel et une augmentation des charges opérationnelles des activités liées au pétrole brut et aux LGN découlant de l'accroissement de la production;
- le résultat opérationnel a augmenté de 63 %, ou 131 M\$, en raison surtout de la hausse des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et de la diminution des frais généraux et frais d'administration, contrebalancés en partie

par l'accroissement de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement 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);

- les dépenses d'investissement ont crû de 187 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 a diminué de 49 M\$, surtout à cause de la baisse des prix et de la production du gaz naturel. Les flux de trésorerie de 113 M\$ générés au cours du trimestre ont rendu possible le financement partiel de 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.

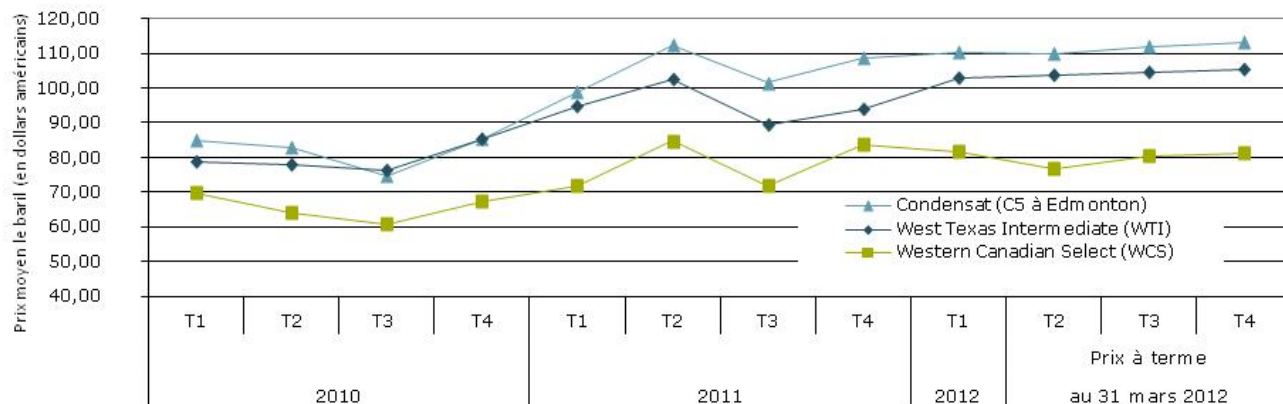
### Principaux prix de référence et taux de change

	2012	2011				2010			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
<b>Prix du pétrole brut (\$ US/b)</b>									
West Texas Intermediate (WTI)									
Moyenne	<b>103,03</b>	94,06	89,54	102,34	94,60	85,24	76,21	78,05	78,88
Fin de la période	<b>103,02</b>	98,83	79,20	95,42	106,72	91,38	79,97	75,63	83,45
Western Canadian Select (WCS)									
Moyenne	<b>81,61</b>	83,58	71,92	84,70	71,74	67,12	60,56	63,96	69,84
Fin de la période	<b>79,52</b>	84,37	69,38	75,32	91,37	72,87	64,97	61,38	70,25
Écart moyen WTI/WCS	<b>21,42</b>	10,48	17,62	17,64	22,86	18,12	15,65	14,09	9,04
Prix moyen des condensats (C5 à Edmonton)	<b>110,16</b>	108,74	101,48	112,33	98,90	85,24	74,53	82,87	84,98
Écart moyen (positif) négatif WTI/condensats	<b>(7,13)</b>	(14,68)	(11,94)	(9,99)	(4,30)	-	1,68	(4,82)	(6,10)
<b>Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries (\$ US/b)</b>									
Chicago	<b>19,00</b>	19,23	33,35	29,00	16,62	9,25	10,34	11,60	6,11
Midwest Combined (« groupe 3 »)	<b>21,50</b>	20,75	34,04	27,19	19,04	9,12	10,60	11,38	6,82
<b>Moyenne des prix du gaz naturel</b>									
Prix AECO (\$ CA/GJ)	<b>2,39</b>	3,29	3,53	3,54	3,58	3,39	3,52	3,66	5,08
Prix NYMEX (\$ US/MBtu)	<b>2,74</b>	3,55	4,19	4,31	4,11	3,80	4,38	4,09	5,30
Écart de base NYMEX/ AECO (\$ US/MBtu)	<b>0,21</b>	0,17	0,34	0,42	0,29	0,28	0,78	0,32	0,19
<b>Taux de change du dollar US par rapport au dollar CA</b>									
Moyenne	<b>0,999</b>	0,978	1,020	1,033	1,015	0,987	0,962	0,973	0,961

### Prix de référence - pétrole brut

Le WTI est un important prix de référence pour le pétrole brut canadien, car il reflète les prix infracôtiers d'Amérique du Nord et son équivalent en dollars canadiens est utilisé pour calculer les redevances à l'égard de nombreux biens de pétrole brut de la société. Au cours du premier trimestre de 2012, le WTI a augmenté en raison du nombre grandissant d'interruptions de l'offre au Soudan, au Yémen et en Syrie ainsi que de l'éventualité de perturbations qu'auraient causées les sanctions économiques prévues contre l'Iran, ce qui pourrait limiter les expéditions de pétrole brut au second semestre de l'exercice. Cette hausse a été en partie atténuée par l'incertitude persistante entourant la conjoncture économique dans l'Union européenne et la reprise de la production en Libye.

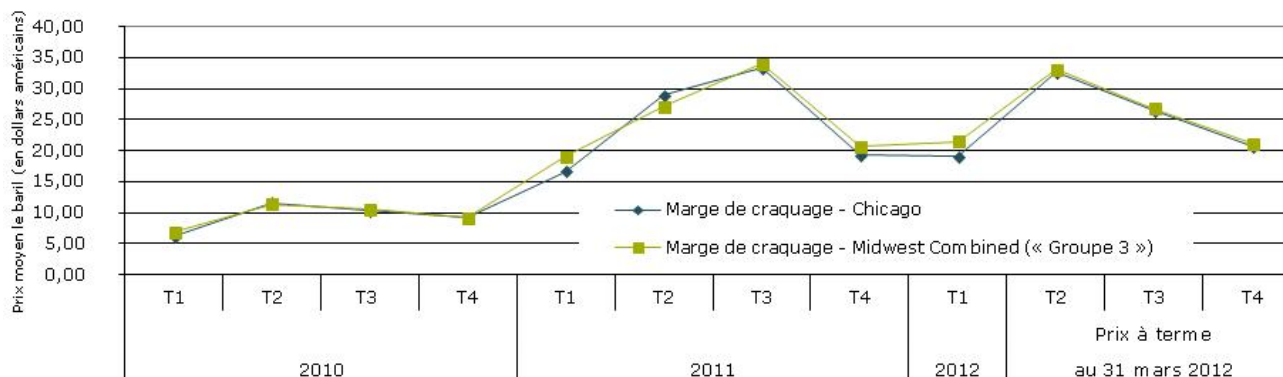
Le WCS est un pétrole lourd fluidifié se composant de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. Ce pétrole lourd fluidifié se négocie ordinairement à un niveau inférieur au WTI, qui est le prix de référence du pétrole léger. Au premier trimestre de 2012, l'écart moyen des prix WTI-WCS s'est considérablement élargi par rapport au quatrième trimestre de 2011, car l'accroissement de l'approvisionnement de pétrole brut en provenance du Canada et du nord des États-Unis a commencé à réduire la capacité de transport par pipeline de la région. L'an prochain, la capacité de transport par pipeline de Cushing, en Oklahoma, jusqu'au golfe du Mexique devrait s'accroître, ce qui entraînera une certaine amélioration des prix du pétrole brut de la région de Cushing, tel que le WTI. Cette situation élargira vraisemblablement l'écart des prix WTI-WCS, car elle n'aura que peu d'influence sur la congestion au Canada et dans le nord des États-Unis.



La fluidification du bitume au moyen de condensats permet le transport de la production de bitume et de pétrole lourd de Cenovus. Nos ratios de fluidification varient de 10 % à 35 %. 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. Au premier trimestre de 2012, l'écart négatif du WTI par rapport aux pétroles légers extracôtiers (dont le Brent) a augmenté et l'écart positif des condensats par rapport au WTI s'est creusé par rapport à la même période de 2011. L'écart positif des condensats s'est accru puisque le baril marginal de condensats en Alberta provient de marchés liés aux prix mondiaux et non pas aux prix intérieurs américains, et qu'il n'inclut donc pas l'écart positif provenant des marchés intérieurs américains qui est intégré au prix de référence du WTI. L'écart négatif du WTI par rapport aux pétroles légers extracôtiers s'est creusé, car l'offre intérieure a continué d'augmenter, provoquant un nouvel abaissement de prix visant à encourager l'entreposage du pétrole brut en attendant que des capacités de transport par pipeline suffisantes de Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte du golfe du Mexique soient disponibles. Le renversement du sens d'écoulement du pipeline Seaway, prévu pour le milieu de 2012, devrait donner lieu à un resserrement de l'écart négatif du WTI et sa résorption complète se produira lorsqu'une capacité de transport sera ajoutée.

### **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. Les marges de craquage moyennes sur les marchés intérieurs des États-Unis (aussi bien Chicago que groupe 3) ont enregistré un relèvement au premier trimestre de 2012 par rapport à la période correspondante de 2011 et sont demeurées au niveau de celles du quatrième trimestre de 2011, profitant de la hausse des prix des produits raffinés et des écarts négatifs sur le brut intérieur. Cependant, les prix des produits raffinés sur les marchés intérieurs n'ont pas suivi le rythme de croissance encore plus solide des prix des produits raffinés de la côte du golfe du Mexique, car les fortes marges des raffineries intérieures employant une charge de pétrole brut à prix réduit ont entraîné des hausses de la production des raffineries et un accroissement des volumes de produits raffinés sur ces marchés.



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**

Les prix du gaz naturel sont demeurés faibles au premier trimestre de 2012, car les stocks de gaz naturel provenant des bassins de gaz naturel riche en liquides ont continué de s'accroître et la demande est restée faible en raison d'une saison hivernale beaucoup plus chaude que d'habitude. Cenovus ne s'attend pas à ce que les prix s'améliorent beaucoup pour le reste de 2012 étant donné que la demande ne devrait pas progresser assez rapidement pour absorber les stocks excédentaires actuels.

Au premier trimestre de 2012, le dollar canadien s'est légèrement déprécié par rapport au dollar américain comparativement au premier trimestre de 2011. 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 de la société 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 qu'aux notes annexes des états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011 (voir la rubrique « Information supplémentaire »).

## **SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**

	2012	2011				2010			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Produits des activités ordinaires	<b>4 564</b>	4 329	3 858	4 00	3 50	3 363	2 96	3 09	3 22
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles <sup>1)</sup>	<b>1 085</b>	1 019	945	1 06	834	815	661	665	840
Flux de trésorerie <sup>1)</sup>	<b>904</b>	851	793	939	693	645	509	537	721
- dilué par action	<b>1,19</b>	1,12	1,05	1,24	0,91	0,85	0,68	0,71	0,96
Résultat opérationnel <sup>1)</sup>	<b>340</b>	332	303	395	209	147	156	143	353
- dilué par action	<b>0,45</b>	0,44	0,40	0,52	0,28	0,19	0,21	0,19	0,47
Résultat net	<b>426</b>	266	510	655	47	78	295	183	525
- de base par action	<b>0,56</b>	0,35	0,68	0,87	0,06	0,10	0,39	0,24	0,70
- dilué par action	<b>0,56</b>	0,35	0,67	0,86	0,06	0,10	0,39	0,24	0,70
Dépenses d'investissement <sup>2)</sup>	<b>900</b>	903	631	476	713	701	479	444	491
Dividendes en numéraire	<b>166</b>	151	150	151	151	151	150	150	150
- par action	<b>0,22</b>	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20

<sup>1)</sup> Mesures hors PCGR définies dans le présent rapport de gestion.

<sup>2)</sup> 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)

Produits des activités ordinaires pour le trimestre clos le 31 mars 2011	3 500 \$
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :	
Sables bitumineux	318
Hydrocarbures classiques	10
Raffinage et commercialisation	710
Activités non sectorielles et éliminations	26
<b>Produits des activités ordinaires pour le trimestre clos le 31 mars 2012</b>	<b>4 564 \$</b>

Pour le premier trimestre de 2012, les produits tirés du secteur Sables bitumineux ont crû du fait essentiellement de la hausse des ventes et des prix moyens du pétrole brut, ainsi que de l'augmentation des volumes et des prix des condensats.

Les produits tirés du secteur Hydrocarbures classiques ont monté légèrement au cours du trimestre clos le 31 mars 2012, alors que l'accroissement de la production et des prix du pétrole brut a été presque entièrement annulé par le fléchissement des prix de vente du gaz naturel et les baisses des volumes de production de gaz. Les produits du secteur Raffinage et commercialisation au premier trimestre ont augmenté, du fait principalement de la hausse des volumes de produits raffinés et des volumes connexes, ainsi que des produits liés aux ventes à des tiers effectuées par le groupe Commercialisation.

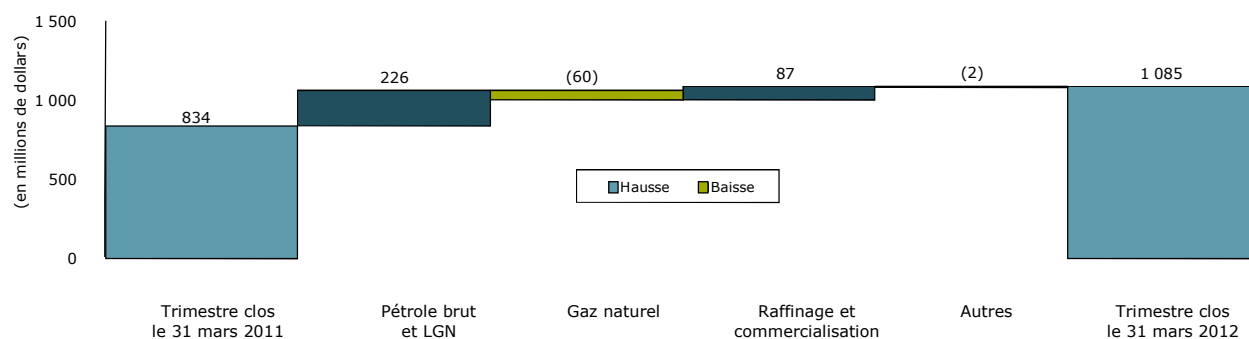
Pour de plus amples renseignements sur les produits des activités ordinaires de Cenovus, voir la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

## FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Sables bitumineux		
Pétrole brut et LGN	417 \$	250 \$
Gaz naturel	4	7
Autres	-	2
Hydrocarbures classiques		
Pétrole brut et LGN	267	208
Gaz naturel	128	185
Autres	2	2
Raffinage et commercialisation	267	180
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>1 085 \$</b>	<b>834 \$</b>

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 31 mars 2012 par rapport au trimestre clos le 31 mars 2011



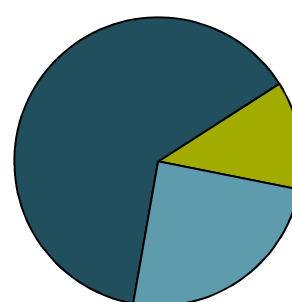
Pour l'ensemble du premier trimestre de 2012, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont progressé de 251 M\$ surtout du fait de l'accroissement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles tirés du pétrole brut et des LGN. Cet accroissement est attribuable à la hausse de la moyenne des prix de vente et des volumes de production de pétrole brut, et a été en partie contrebalancé par une augmentation des charges opérationnelles. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté de 87 M\$ surtout en raison de la hausse du volume de production et des marges de raffinage, qui sont demeurées favorables. La réduction de 60 M\$ liée au gaz naturel est causée essentiellement par la diminution des prix de vente moyens et des volumes de production ainsi qu'à la sortie d'un bien gazier non essentiel au début du premier trimestre de 2012 et aux baisses normales de rendement prévues.



## Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de 1 085 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2012

Le pétrole brut et les LGN ont généré 63 % des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du premier trimestre de 2012, soit 684 M\$. Il s'agit d'une hausse de 8 % par rapport au premier trimestre de 2011. Le pourcentage des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au secteur Raffinage et commercialisation a augmenté pour se chiffrer à 25 %. La proportion grandissante des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au pétrole brut et aux LGN ainsi qu'au secteur Raffinage et commercialisation s'explique aussi par le recul de 60 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles générés par les activités de gaz naturel.

Pétrole brut et LGN  
63 %  
(55 % en 2011)



Gaz naturel  
12 %  
(23 % en 2011)

Raffinage et commercialisation  
25 %  
(22 % en 2011)

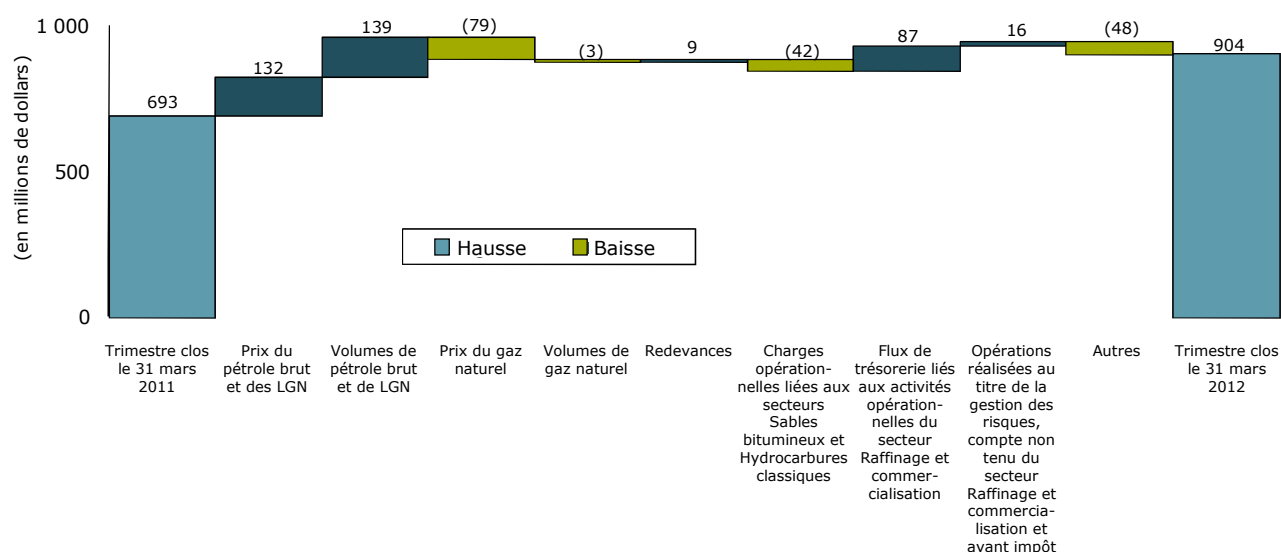
Pour obtenir des renseignements détaillés sur les facteurs expliquant la variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, voir à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

### FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	665 \$	631 \$
(Ajouter) déduire :		
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(32)	(29)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(207)	(33)
<b>Flux de trésorerie</b>	<b>904 \$</b>	<b>693 \$</b>

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 31 mars 2012 et le trimestre clos le 31 mars 2011



Au premier trimestre de 2012, les flux de trésorerie de Cenovus ont progressé de 211 M\$, principalement en raison des facteurs suivants :

- la hausse de 16 % des volumes de vente de pétrole brut et de LGN par suite de l'accroissement de la production découlant principalement du démarrage de la production à la phase C de Christina Lake et des activités liées au pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques;
- l'augmentation de 14 % du prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN, qui s'est fixé à 74,28 \$ le baril;
- la hausse de 87 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au secteur Raffinage et commercialisation, du fait surtout de l'augmentation de la production des raffineries faisant suite à l'accroissement de la capacité de traitement du pétrole brut lourd depuis la mise en service de l'unité de cokéfaction du projet CORE à Wood River, au quatrième trimestre de 2011, et du fait que les marges de raffinage sont restées favorables;
- les profits réalisés liés à la gestion des risques avant impôt de 35 M\$, exclusion faite du secteur Raffinage et commercialisation, comparativement à des profits de 19 M\$ au premier trimestre de 2011;
- une baisse des redevances de 9 M\$ attribuable essentiellement à la hausse des dépenses d'investissement à Foster Creek et à Pelican Lake ainsi qu'à 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.

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

- une baisse de 35 % du prix de vente moyen du gaz naturel, qui s'est établi à 2,50 \$/kpi<sup>3</sup>;
- la hausse des charges opérationnelles, principalement liée à la production de pétrole brut et de LGN, du fait de l'accroissement considérable de la production tirée de la phase C de Christina Lake, dont le démarrage s'est fait au troisième trimestre de 2011. Les charges opérationnelles ont également été plus élevées à Foster Creek et à Pelican Lake en raison de l'embauche de personnel supplémentaire nécessaire aux expansions futures, de l'augmentation des activités de reconditionnement, de réparation et de maintenance et de la croissance de la production issue de Bakken et Lower Shaunavon où la production provient essentiellement de batteries à puits unique, facteur qui accroît les coûts liés au camionnage, à l'acheminement des liquides et à la location de matériel;
- une hausse de 33 M\$ de la charge d'impôt exigible imputable à l'amélioration des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles au Canada;
- l'augmentation des frais généraux et frais d'administration, exclusion faite des primes d'intéressement à long terme, due à la montée des coûts liés au soutien de bureau et aux technologies de l'information;
- le recul de 2 % de la production de gaz naturel par suite surtout de la sortie d'un bien non essentiel au début du premier trimestre de 2012 et des baisses normales de rendement prévues.

## RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Résultat net	426 \$	47 \$
(Ajouter) déduire :		
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques, après impôt <sup>1)</sup>	48	(201)
Profits (pertes) de change non opérationnels, après impôt <sup>2)</sup>	38	39
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>340 \$</b>	<b>209 \$</b>

<sup>1)</sup> 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.

<sup>2)</sup> 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 progression du résultat opérationnel au premier trimestre de 2012 concorde avec l'accroissement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et 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 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)

Bénéfice net pour le trimestre clos le 31 mars 2011	47 \$
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :	
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	251
Activités non sectorielles et éliminations	
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques, après impôt	249
Profits (pertes) de change latents	(5)
Charges <sup>1)</sup>	23
Amortissement et épuisement	(94)
Impôt sur le résultat, à l'exclusion de l'impôt sur les profits (pertes) latents au titre de la gestion des risques	(45)
<b>Bénéfice net pour le trimestre clos le 31 mars 2012</b>	<b>426 \$</b>

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

Au premier trimestre de 2012, le résultat net a progressé de 379 M\$ comparativement au premier trimestre de 2011. Les facteurs répertoriés ci-dessus, qui ont fait monter les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de la société au premier trimestre de 2012, ont aussi rehaussé le résultat net. Au nombre des autres facteurs importants qui ont influé sur le résultat net du premier trimestre de 2012 figurent les suivants :

- des profits latents liés à la gestion des risques de 48 M\$, après impôt, contre des pertes de 201 M\$ au premier trimestre de 2011;
- des profits de change latents de 31 M\$ contre des profits de 36 M\$ au premier trimestre de 2011, en raison de l'effet de l'affaiblissement du dollar canadien au 31 mars 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;
- une diminution de 20 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 neutralisée par la hausse des coûts liés au soutien de bureau et aux technologies de l'information;
- une hausse de 94 M\$ de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement imputable à l'accroissement de la production de pétrole brut, à la hausse du 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;
- une hausse de la charge d'impôt, qui s'est établie à 152 M\$, compte non tenu de l'incidence des profits et pertes latents liés à la gestion des risques, contre 107 M\$ au trimestre correspondant de 2011.

## DÉPENSES D'INVESTISSEMENT, MONTANT NET

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Sables bitumineux	636 \$	404 \$
Hydrocarbures classiques	231	176
Raffinage et commercialisation	(2)	102
Activités non sectorielles	35	31
Dépenses d'investissement	900	713
Acquisitions	8	19
Sorties d'actifs	(66)	(4)
<b>Dépenses d'investissement, montant net<sup>1)</sup></b>	<b>842 \$</b>	<b>728 \$</b>

<sup>1)</sup> 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.

Au premier trimestre de 2012, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux à Foster Creek ont davantage porté sur la fabrication et la construction des installations de la phase F, aux travaux de terrassement et à la préparation du site de la phase G et à la conception technique de la phase H qu'au premier trimestre de 2011. À Christina Lake, les dépenses d'investissement ont visé la préparation du site et la construction des installations pour les phases d'expansion E et F. À Pelican Lake, les dépenses d'investissement comprenaient le forage intercalaire en prévision de l'injection de polymères ainsi que les travaux d'expansion et de maintenance des installations. La société a également foré 419 puits de forage stratigraphique bruts au premier trimestre de 2012, soit moins que les 440 puits bruts forés durant le premier trimestre 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 au premier trimestre de 2012 étaient principalement axées sur la mise en valeur des biens de pétrole brut de la société, notamment des travaux liés au forage, à la complétion et aux installations dans les zones de Lower Shaunavon et de Bakken, en Saskatchewan, ainsi qu'aux travaux de forage axés sur le pétrole avarié effectués sur les biens situés en Alberta. 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 au premier trimestre de 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 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 du premier trimestre de 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 en employant le moins d'eau, de gaz naturel, d'électricité et de terrain possible. Cette façon de voir les choses est au cœur de la technologie exclusive Wedge Well<sup>MC</sup> employée à Foster Creek et à Christina Lake et des techniques de pointe mises à l'œuvre lors du démarrage de la phase C de Christina Lake.

Les dépenses d'investissement du secteur Activités non sectorielles visaient les améliorations locatives 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 sorties d'actifs du premier trimestre de 2012 ont été essentiellement la vente d'un bien de gaz naturel 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 31 mars	
	2012	2011
Flux de trésorerie	904 \$	693 \$
Dépenses d'investissement (capitaux engagés et capital-développement)	900	713
Flux de trésorerie disponibles <sup>1)</sup>	4	(20)
Dividendes versés	166	151
	<b>(162) \$</b>	<b>(171) \$</b>

<sup>1)</sup> 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 des états financiers. Les variations des profits ou pertes établis à la valeur de marché aux termes de ces instruments financiers ont une incidence sur le résultat net jusqu'au règlement des contrats en question et sont issues de la volatilité des prix à terme des marchandises et des fluctuations du solde des contrats non réglés. Ce programme accroît la stabilité des flux de trésorerie et a, par le passé, fourni un avantage financier net. Toutefois, rien ne garantit que ce sera toujours le cas.

Les montants réalisés liés à la gestion des risques indiqués dans 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 31 mars					
	2012			2011		
	Montants réalisés	Montants latents	Total	Montants réalisés	Montants latents	Total
Pétrole brut	(26) \$	30 \$	4 \$	(34) \$	(260) \$	(294) \$
Gaz naturel	60	36	96	52	(33)	19
Raffinage	(5)	3	(2)	(5)	3	(2)
Électricité	-	(5)	(5)	1	22	23
Profits (pertes) liés à la gestion des risques	29	64	93	14	(268)	(254)
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	6	16	22	3	(67)	(64)
Profits (pertes) liés à la gestion des risques, après impôt	23 \$	48 \$	71 \$	11 \$	(201) \$	(190) \$

Au premier trimestre de 2012, la stratégie de gestion des risques de la société a entraîné des pertes réalisées sur les instruments financiers liés au pétrole brut et 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 le fléchissement des prix de référence du gaz naturel et la progression des prix de référence moyens du WTI pour le pétrole brut qui, à la fin du premier trimestre de 2012, se situaient à un niveau supérieur à celui du trimestre correspondant de 2011. La société a également comptabilisé des profits latents sur les instruments financiers liés au pétrole brut et au gaz naturel du fait du recul des prix sur le marché à terme des marchandises à la fin du premier trimestre de 2012 en regard des 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)	2012	2011				2010			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Sables bitumineux									
Foster Creek	<b>57 214</b>	55 045	56 322	50 373	57 744	52 183	50 269	51 010	51 126
Christina Lake	<b>24 733</b>	19 531	10 067	7 880	9 084	8 606	7 838	7 716	7 420
Pelican Lake	<b>20 730</b>	20 558	20 363	19 427	21 360	21 738	23 259	23 319	23 565
Hydrocarbures classiques									
Pétrole lourd	<b>16 624</b>	15 512	15 305	15 378	16 447	16 553	16 921	16 205	16 962
Pétrole moyen et léger	<b>36 411</b>	32 530	30 399	27 617	31 539	29 323	28 608	29 150	30 320
LGN <sup>1)</sup>	<b>1 138</b>	1 097	1 040	1 087	1 181	1 190	1 172	1 166	1 156
	<b>156 850</b>	144 273	133 496	121 762	137 355	129 593	128 067	128 566	130 549

<sup>1)</sup> Les volumes de LGN comprennent ceux de condensats.

Au premier trimestre de 2012, le total de la production de pétrole brut et de LGN de Cenovus a crû de 14 % par rapport au trimestre correspondant de 2011 du fait principalement de l'accroissement de la production à Christina Lake par suite du démarrage de la phase C ainsi que de la production accrue tirée des activités liées au pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques, la production de pétrole léger et moyen ayant augmenté par suite des activités de mise en valeur de pétrole avare. La société est parvenue à gérer de manière efficace les baisses normales de la production de pétrole lourd du secteur Hydrocarbures classiques, dont la production a légèrement augmenté par rapport au trimestre correspondant de 2011. 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 <sup>3</sup> /j)	2012	2011				2010			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Hydrocarbures classiques	<b>595</b>	622	617	617	620	649	694	705	730
Sables bitumineux	<b>41</b>	38	39	37	32	39	44	46	45
	<b>636</b>	660	656	654	652	688	738	751	775

Le recul de 16 Mpi<sup>3</sup>/j de la production de gaz naturel de la société au premier trimestre de 2012 par rapport à celui 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 est restée la même qu'au trimestre correspondant de 2011, car les baisses normales de rendement prévues ont été compensées par une diminution de l'usage de la production de gaz naturel par la société à Foster Creek en raison de difficultés de livraison. 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 31 mars			
	2012		2011	
	Pétrole brut et LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	Pétrole brut et LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )
Prix <sup>1)</sup>	74,28 \$	2,50 \$	65,37 \$	3,82 \$
Redevances	8,05	0,06	9,98	0,08
Transport et fluidification <sup>1)</sup>	2,81	0,13	2,60	0,17
Charges opérationnelles	14,71	1,08	13,43	1,19
Taxe à la production et impôts miniers	0,59	0,02	0,36	0,06
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	48,12	1,21	39,00	2,32
Profits (pertes) réalisés au titre de la gestion des risques	(1,67)	1,03	(2,67)	0,89
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	46,45 \$	2,24 \$	36,33 \$	3,21 \$

<sup>1)</sup> 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 30,14 \$ le baril (24,96 \$ le baril en 2011).

Au premier 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 monté de 9,12 \$ le baril, du fait essentiellement de la hausse des prix de vente attribuable à l'amélioration des prix de référence et de l'accès à des marchés où les prix étaient plus élevés. Le prix net moyen obtenu a également été poussé vers le haut par la diminution des redevances du secteur Sables bitumineux faisant suite à l'augmentation des dépenses d'investissement. Ces hausses ont été en partie annulées par l'augmentation des charges opérationnelles par suite essentiellement de l'accroissement des niveaux de dotation et de l'intensification des activités de reconditionnement, de réparation et de maintenance. Les frais de transport ont augmenté, principalement par suite de l'accroissement des ventes aux États-Unis de même que 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.

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 1,11 \$ le kpi<sup>3</sup> au premier trimestre de 2012 du fait de la baisse des prix de vente, en partie compensée par la diminution des charges opérationnelles qui s'explique par la réduction des coûts de l'électricité, dont le prix a baissé.

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 premier 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 doublé, s'établissant en moyenne à 24 733 barils par jour grâce au démarrage de la production à la phase C au moyen de nouvelles technologies;
- la production brute de Christina Lake a atteint sa capacité nominale de 58 000 barils par jour;
- la production moyenne à Foster Creek a été conforme aux attentes pour le trimestre, car les installations sont efficaces. À cause de pannes de courant et des problèmes qui en ont découlé, la production à Foster Creek a

légèrement diminué par rapport au premier trimestre de 2011;

- Cenovus a mené à bien un fructueux et ambitieux programme de forage stratigraphique hivernal (419 puits bruts forés) afin de faire avancer les projets du secteur Sables bitumineux et a achevé avec succès les travaux hivernaux nécessaires au lancement du projet pilote de déshydratation à Telephone Lake;
- la production à Pelican Lake a constamment augmenté au cours des trois derniers trimestres. La production moyenne du premier trimestre de 2012 s'est cependant établie à 20 730 barils par jour, soit une baisse de 3 % par rapport au premier trimestre de 2011, car les arrêts de production nécessaires aux activités de forage intercalaire et les baisses normales de rendement prévues n'ont été compensés qu'en partie par les activités d'injection de polymères;
- une deuxième paire de puits a été forée dans le cadre du projet pilote de Grand Rapids.

## SABLES BITUMINEUX – PÉTROLE BRUT

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Chiffre d'affaires brut	<b>1 087 \$</b>	784 \$
Déduire : redevances	<b>65</b>	82
Produits des activités ordinaires	<b>1 022</b>	702
Charges		
Transport et fluidification	<b>449</b>	321
Activités opérationnelles	<b>138</b>	107
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	<b>18</b>	24
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	<b>417</b>	250
Dépenses d'investissement	<b>631</b>	390
Excédent (déficit) des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	<b>(214) \$</b>	(140) \$

### Variation des produits des activités ordinaires

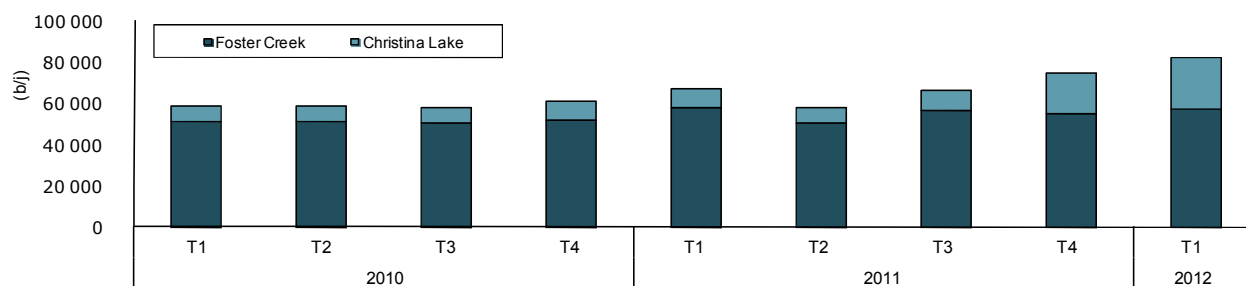
(en millions de dollars)	Exercice clos le 31 mars				Exercice clos le 31 mars	
	2011	Prix	Volume	Redevances	Condensats <sup>1</sup>	2012
	702 \$	78	100	17	125	<b>1 022 \$</b>

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

### Volumes de production

Pétrole brut (b/j)	Trimestres clos les 31 mars		
	2012	2012 c. 2011	2011
Foster Creek	<b>57 214</b>	-1 %	57 744
Christina Lake	<b>24 733</b>	<b>172 %</b>	9 084
Total partiel	<b>81 947</b>	<b>23 %</b>	66 828
Pelican Lake	<b>20 730</b>	<b>-3 %</b>	21 360
	<b>102 677</b>	<b>16 %</b>	88 188

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



Au premier trimestre de 2012, le prix de vente moyen du pétrole brut de la société a progressé de 13 % par rapport à 2011 pour s'établir à 68,36 \$ le baril, ce qui s'explique par l'augmentation du prix de référence du WCS, en partie contrebalancé par la hausse des coûts liés aux condensats. Une portion de la production de Christina Lake est vendue comme un nouveau mélange de bitume, le Christina Dilbit Blend (« 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 vendue sous forme de WCS, quoiqu'elle soit assujettie à une charge de péréquation liée à la qualité.

À Foster Creek, la production a été conforme aux prévisions pour le trimestre, car les installations sont efficaces, mais elle a légèrement diminué au premier trimestre de 2012 par rapport à celui de 2011, principalement à cause de plusieurs pannes de courant. La production à Foster Creek devrait être moins élevée au deuxième trimestre de 2012 du fait d'une révision prévue en mai. À Christina Lake, l'augmentation considérable de la production découle du démarrage de la phase C au troisième trimestre de 2011 et de quatre puits (utilisant la technologie Wedge Well<sup>MC</sup> de Cenovus) qui ont été mis en production en 2011. La production issue de Pelican Lake a constamment augmenté au cours des trois précédents trimestres. La production moyenne du premier trimestre de 2012 a diminué de 3 % par rapport au premier trimestre de 2011, car les arrêts de production nécessaires aux activités de forage intercalaire et les baisses normales de rendement prévues n'ont été compensés qu'en partie par les activités d'injection de polymères.

Le calcul des redevances pour les projets de sables bitumineux de la société se base 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 les prix, les volumes ainsi que les charges opérationnelles et les dépenses d'investissement autorisées pour les projets ayant atteint le stade de récupération des coûts (Foster Creek et Pelican Lake). Les redevances ont diminué de 17 M\$ au premier trimestre de 2012 du fait essentiellement de l'accroissement des dépenses d'investissement à Foster Creek et à Pelican Lake ainsi qu'à 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. À Christina Lake, les redevances ont été plus élevées en raison de l'accroissement de la production et de la hausse des prix du WTI en dollars canadiens. Au premier trimestre de 2012, les taux de redevance réels se sont établis à 13,9 % pour Foster Creek (21,2 % en 2011), à 7,0 % pour Christina Lake (4,8 % en 2011) et à 4,5 % pour Pelican Lake (13,9 % en 2011).

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 128 M\$ au premier trimestre de 2012. La portion de la hausse attribuable aux condensats (fluidification) s'est chiffrée à 125 M\$ et a trait à la hausse des volumes nécessaires du fait de l'accroissement de la production à Christina Lake et à l'augmentation du coût moyen des condensats. Les frais de transport se sont accrus de 3 M\$ surtout du fait de l'accroissement des volumes de production à Christina Lake et de l'intensification des livraisons vers les États-Unis, facteurs qui ont été annulés 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 trimestre de 2012 concernaient principalement les activités de reconditionnement, les charges liées au personnel, l'utilisation de produits chimiques, les activités de réparation et de maintenance et les coûts du combustible pour Foster Creek et Christina Lake. Au total, les charges opérationnelles ont augmenté de 31 M\$ au premier trimestre de 2012 en raison principalement d'une hausse de 18 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 20 % pour s'établir à 15,33 \$ par baril grâce à un accroissement de la production. Les charges opérationnelles ont augmenté à Foster Creek et à Pelican Lake en raison du nombre accru de révisions, de la hausse des niveaux de dotation nécessaires aux expansions futures et de la progression des coûts de réparation et de maintenance, augmentation compensée en partie par la diminution des coûts des produits chimiques et du carburant.

Les activités liées à la gestion des risques ont donné lieu à des pertes réalisées de 18 M\$ (pertes de 24 M\$ en 2011), ce qui cadre avec le fait que, au premier trimestre de 2012, les prix de référence moyens ont été supérieurs aux prix fixés par contrat pour 2012.

## 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 de moindre importance. La production de gaz naturel de Cenovus a augmenté pour s'établir à 41 Mpi<sup>3</sup>/j au premier trimestre de 2012 (32 Mpi<sup>3</sup>/j en 2011), grâce surtout à une réduction de l'utilisation de la production de gaz naturel de la société à Foster Creek par suite de problèmes liés aux livraisons, augmentation contrebalancée en partie par les baisses normales de rendement prévues. Le recul des prix du gaz naturel a largement contrebalancé les hausses liées à l'accroissement des volumes de production, ce qui a donné lieu à une diminution des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, qui se sont chiffrés à 4 M\$ au premier trimestre de 2012 (7 M\$ en 2011).

## SABLES BITUMINEUX – DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Foster Creek	159 \$	103 \$
Christina Lake	127	108
Total partiel	286	211
Pelican Lake	139	84
Narrows Lake	9	10
Telephone Lake	91	27
Grand Rapids	34	18
Autres <sup>1)</sup>	77	54
Dépenses d'investissement <sup>2)</sup>	636 \$	404 \$

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

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

Au premier trimestre de 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 et l'achèvement avec succès des travaux hivernaux nécessaires au lancement du projet de déshydratation à Telephone Lake.

Par rapport au trimestre correspondant de 2011, les dépenses d'investissement à Foster Creek au premier trimestre de 2012 ont augmenté du fait surtout de l'accroissement des dépenses liées à la fabrication et à la construction des installations de la phase F, aux travaux de terrassement et à la préparation du site de la phase G, à la conception technique de la phase H et au forage de 124 puits stratigraphiques bruts (110 puits en 2011).

À Christina Lake, les dépenses d'investissement ont augmenté au premier trimestre de 2012 comparativement à celui de 2011 par suite essentiellement de l'expansion des phases E et F, notamment la préparation du site et la construction des installations, ainsi que de l'accroissement des capitaux affectés au maintien et à l'augmentation des niveaux de production. Cette augmentation a été en partie annulée par l'achèvement de la phase C au deuxième trimestre de 2011 et le forage d'un moins grand nombre de puits stratigraphiques bruts (28 puits en 2012, 59 puits en 2011). La construction de la phase D s'est poursuivie au premier trimestre de 2012. 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. La mise en production de la phase D devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2012 et celle de la phase E devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2013.

En ce qui concerne Pelican Lake, les dépenses d'investissement du premier trimestre de 2012 ont porté essentiellement sur le forage intercalaire en vue de faire progresser l'injection de polymères, l'expansion des installations et les investissements de maintien. Les dépenses consacrées aux installations portaient surtout sur l'expansion de la capacité de traitement 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 du premier trimestre de 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 <sup>1)</sup> )	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Foster Creek	10	7
Christina Lake	9	8
Total partiel	19	15
Pelican Lake	13	-
Grand Rapids	1	-
Autres	-	3
	33	18

<sup>1)</sup> Compte tenu de puits forés à l'aide de la technologie Wedge Well<sup>MC</sup> 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)	Trimestres clos les 31 mars	
	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, Cenovus a foré 30 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 premier trimestre de 2012 sont les suivants :

- les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables aux actifs gaziers du secteur Hydrocarbures classiques ont dépassé de 113 M\$ les dépenses d'investissement;
- la production moyenne de pétrole brut issue des gisements de pétrole avare de Lower Shaunavon et de Bakken a plus que doublé pour s'établir à 6 888 barils par jour, les dépenses d'investissement étant surtout consacrées au

forage, aux complétions et aux installations;

- en Alberta, la production de pétrole brut classique a augmenté de 6 %, surtout grâce aux programmes de forage fructueux et au nombre moins élevé de problèmes liés aux conditions météorologiques et aux accès, qui ont largement compensé les baisses normales de rendement prévues et les problèmes opérationnels mineurs;
- la production de gaz naturel a diminué de 4 %, pour s'établir à 595 Mpi<sup>3</sup> par jour, 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 41 % les dépenses d'investissement dans ce sous-secteur. Elle a aussi réduit les dépenses d'investissement liées au gaz naturel en raison de la faiblesse des prix.

## HYDROCARBURES CLASSIQUES – PÉTROLE BRUT et LGN

### Résultats financiers

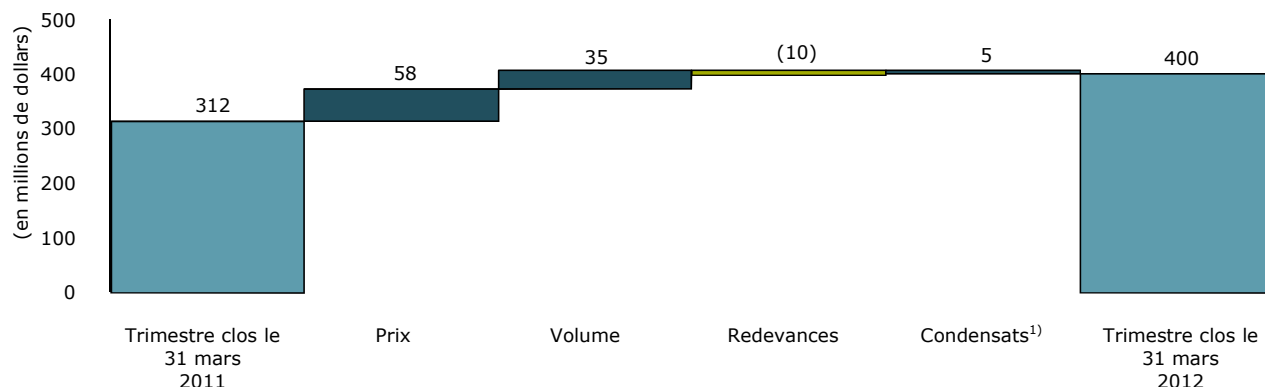
(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Chiffre d'affaires brut	454 \$	356 \$
Déduire : redevances	54	44
Produits des activités ordinaires	400	312
Charges		
Transport et fluidification	38	27
Activités opérationnelles	79	63
Taxe à la production et impôts miniers	9	5
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	7	9
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	267	208
Dépenses d'investissement	216	153
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	51 \$	55 \$

### Volumes de production

(b/j)	2012	Trimestres clos les 31 mars	
		2012 c. 2011	2011
Pétrole lourd			
Alberta	16 624	1 %	16 447
Pétrole moyen et léger			
Alberta	12 898	14 %	11 326
Saskatchewan	23 513	16 %	20 213
LGN	1 138	-4 %	1 181
	54 173	10 %	49 167



*Variation des produits des activités ordinaires pour le trimestre clos le 31 mars 2012 par rapport au trimestre clos le 31 mars 2011*



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

Au premier trimestre de 2012, le prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN pour Cenovus a progressé de 15 %, par rapport au trimestre correspondant de 2011, pour passer à 85,86 \$ le baril, ce qui concorde avec la hausse des prix de référence du pétrole brut.

La production de pétrole brut et de LGN a augmenté de 10 % au premier trimestre de 2012 du fait des bons résultats des programmes d'investissement et de l'amélioration des conditions météorologiques en 2012, qui ont largement compensé les baisses normales de rendement prévues. La production de pétrole lourd de la société en Alberta a de plus connu moins de problèmes liés aux accès en 2012.

Les redevances ont augmenté de 10 M\$ principalement du fait de la hausse des prix et des volumes de pétrole brut. Le taux de redevance réel sur le pétrole brut s'est établi à 13,4 % aux premiers trimestres de 2012 et de 2011.

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 11 M\$ au premier trimestre de 2012 par rapport à 2011. La proportion de l'augmentation attribuable aux condensats s'est établie à 5 M\$ et est attribuable à la hausse du coût moyen des condensats et des volumes nécessaires à la fluidification découlant de l'augmentation de la production de pétrole lourd. 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 notre production croissante à Bakken.

Les principales composantes des charges opérationnelles concernaient les travaux de reconditionnement, l'électricité, les activités de réparation et de maintenance et la dotation en personnel. Les charges opérationnelles ont crû de 16 M\$ au premier trimestre de 2012, du fait essentiellement de l'accroissement des activités de réparation et de maintenance ainsi que des activités de reconditionnement, des coûts de main-d'oeuvre plus élevés, de l'augmentation des frais de location d'équipement et de la majoration des coûts de camionnage et de traitement des déchets. Ces hausses des charges opérationnelles tiennent compte du fait que la production de la société à Lower Shaunavon et à Bakken a plus que doublé au premier trimestre de 2012.

Les activités liées à la gestion des risques au premier trimestre de 2012 ont donné lieu à des pertes réalisées de 7 M\$ (pertes de 9 M\$ en 2011), ce qui cadre avec le fait que, au premier trimestre de 2012, les prix de référence moyens ont été supérieurs aux prix fixés par contrat pour 2012.

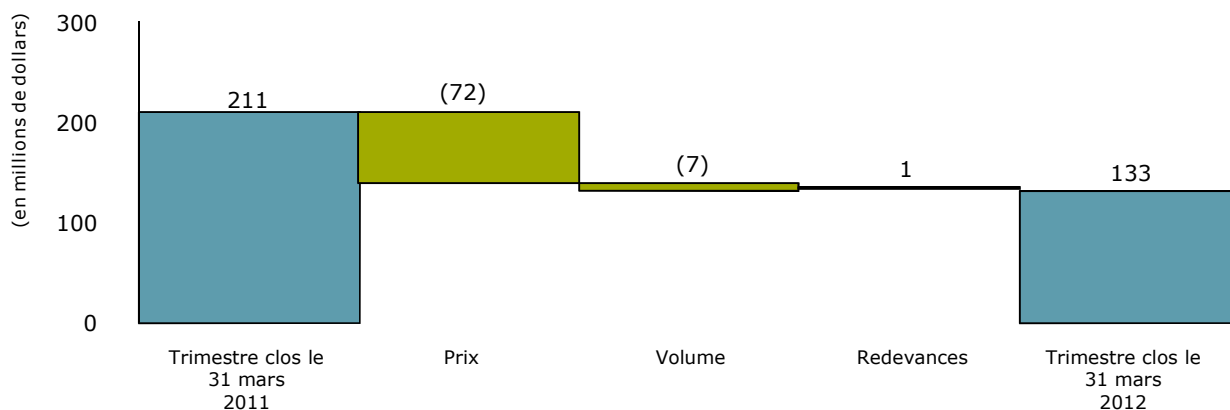
L'excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles associées au pétrole brut et aux LGN du secteur Hydrocarbures classiques par rapport aux dépenses d'investissement a diminué de 4 M\$ au premier trimestre de 2012, en raison de l'accroissement de 63 M\$ des dépenses d'investissement consacrées aux forages, aux complétions et aux installations en Alberta et en Saskatchewan, facteur presque entièrement compensé par l'accroissement de 59 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuable à la hausse des prix du pétrole brut et des LGN ainsi que l'amplification de 10 % de la production de pétrole brut.

## HYDROCARBURES CLASSIQUES – GAZ NATUREL

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Chiffre d'affaires brut	135 \$	214 \$
Déduire : redevances	2	3
Produits des activités ordinaires	133	211
Charges		
Transport et fluidification	6	10
Activités opérationnelles	54	61
Taxe à la production et impôts miniers	1	3
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(56)	(48)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	128	185
Dépenses d'investissement	15	23
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	113 \$	162 \$

### Variation des produits des activités ordinaires pour le trimestre clos le 31 mars 2012 par rapport au trimestre clos le 31 mars 2011



En ce qui a trait au gaz naturel, les produits et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont reculé au premier trimestre 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. Au premier trimestre de 2012, la production de gaz naturel de la société a diminué de 4 %, pour s'établir à 595 Mpi<sup>3</sup> 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 15 Mpi<sup>3</sup> par jour. Les baisses normales de rendement prévues ont aussi contribué à la diminution de la production, mais elles ont été compensées en partie par la réduction des problèmes liés aux conditions météorologiques en 2012. Compte non tenu de la cession d'un bien non essentiel, la production de gaz naturel de la société aurait fléchi de 2 % par rapport à celle de la même période de 2011.

Les redevances ont diminué de 1 M\$ au premier trimestre de 2012 du fait de la baisse des prix et des volumes. Le taux de redevance moyen au premier trimestre de 2012 s'est chiffré à 1,7 % (1,4 % en 2011).

Les frais de transport ont baissé de 4 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 la main-d'œuvre et l'électricité. Les charges opérationnelles ont diminué de 7 M\$ au premier 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 la main-d'œuvre, des taxes sur les produits chimiques, des impôts fonciers et de coûts de location des concessions. Les coûts de l'électricité ont également diminué par suite de la baisse des prix en 2012.

Les activités liées à la gestion des risques au premier trimestre de 2012 ont donné lieu à des profits réalisés de 56 M\$ (profits de 48 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 49 M\$ principalement en raison de la contraction des prix de vente moyens et des volumes de production, recul compensé partiellement par la réduction de 8 M\$ des dépenses d'investissement.

## HYDROCARBURES CLASSIQUES – DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Pétrole brut	216 \$	153 \$
Gaz naturel	15	23
Dépenses d'investissement <sup>1)</sup>	231 \$	176 \$

<sup>1)</sup> 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 accrues liées au pétrole brut en Saskatchewan étaient axées surtout sur les travaux liés aux installations dans les zones de Lower Shaunavon et de Bakken, où la société prévoit parachever la construction relative à deux batteries et à huit champs satellites au deuxième 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 à Lower Shaunavon et à Bakken. Les dépenses d'investissement liées au pétrole brut pour l'Alberta porteraient principalement sur les activités de forage.

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 de l'Alberta.

### Puits d'hydrocarbures classiques forés

(puits nets)	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Pétrole brut	102	103
Gaz naturel	-	15
Remises en production	452	456
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 ConocoPhillips 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 premier trimestre de 2012, les principaux facteurs liés au secteur Raffinage et commercialisation sont les suivants :

- une hausse considérable du débit et de la production de produits raffinés découlant de la mise en service de l'unité de cokéfaction du projet CORE, à la raffinerie de Wood River, de même que de l'amélioration du rendement opérationnel de la raffinerie Borger;
- l'amélioration des marges de raffinage, comme le montrent les résultats du premier trimestre, dans la foulée de la hausse des marges de craquage de référence et de la capacité de la société à traiter une plus grande proportion de pétrole brut lourd grâce au projet CORE;
- la progression de 87 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, qui se sont chiffrés à 267 M\$, attribuable principalement à l'accroissement des volumes de produits raffinés et à l'amélioration des marges de raffinage;
- le traitement de 445 000 barils par jour de pétrole brut par les raffineries de la société, qui s'est traduit par une production de 465 000 barils par jour de produits raffinés.

## Résultats financiers

(en millions de barils)	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Produits des activités ordinaires	2 992 \$	2 282 \$
Produits achetés	2 589	1 969
Marge brute	403	313
Charges		
Charges opérationnelles	130	128
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	6	5
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	267	180
Dépenses d'investissement	(2)	102
Excédent (déficit) des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	269 \$	78 \$

La marge brute du secteur Raffinage et commercialisation a crû de 90 M\$ au premier trimestre de 2012, 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 Wood River, au quatrième trimestre de 2011. Comme c'était le cas pendant tout l'exercice 2011, les marges de raffinage du premier trimestre de 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 avantaagé 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 combien est efficace l'objectif de Cenovus en ce qui a trait à l'intégration économique de la production de pétrole lourd, qui 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, est resté à peu près inchangé au premier trimestre de 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 par rapport au trimestre correspondant 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 celui de la main-d'œuvre.

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 87 M\$ au premier trimestre de 2012 pour s'établir à 267 M\$, essentiellement en raison de l'utilisation d'une plus grande capacité de raffinage du pétrole lourd grâce au projet CORE et du maintien de marges de raffinage favorables. Les dépenses d'investissement ont fléchi de 104 M\$ au premier trimestre de 2012 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 et des crédits d'impôt de l'État de l'Illinois se rapportant aux dépenses d'investissement consenties à Wood River au cours de périodes précédentes.

## EXPLOITATION DES RAFFINERIES<sup>1)</sup>

	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Capacité liée au pétrole brut (kb/j)	452	452
Production de pétrole brut (kb/j)	445	362
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	98	80
Produits raffinés (kb/j)	465	383

<sup>1)</sup> 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.

L'exploitation des raffineries au premier trimestre de 2012 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.

## RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION – DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Raffinerie de Wood River	(8) \$	96 \$
Raffinerie de Borger	6	6
Commercialisation	-	-
Dépenses d'investissement	(2) \$	102 \$

La construction de l'unité de cokéfaction du projet CORE étant achevée, les dépenses d'investissement du secteur Raffinage et commercialisation au premier trimestre de 2012 ont porté surtout sur la fiabilité des raffineries et la maintenance. En outre, la société a comptabilisé 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 au premier trimestre de 2012.

## ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Produits des activités ordinaires	- \$	(26) \$
Charges ((ajouter)/déduire)		
Produits achetés	-	(26)
Activités opérationnelles	(1)	(1)
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(64)	268
	65 \$	(267) \$

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 en outre les coûts à l'échelle de Cenovus au titre des frais généraux et frais d'administration et des activités de financement composés des éléments suivants :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Frais généraux et frais d'administration	93 \$	113 \$
Charges financières	113	117
Produits d'intérêts	(29)	(32)
(Profit) perte de change, montant net	(16)	(23)
Autre (produit) perte, montant net	(5)	(1)
	156 \$	174 \$

Au premier trimestre de 2012, les frais généraux et frais d'administration ont diminué de 20 M\$, surtout sous l'effet de la réduction de la charge liée aux primes d'intéressement à long terme, en partie contrée par des coûts accrus liés au soutien administratif et aux technologies de l'information.

Les charges financières se composent des charges d'intérêts sur la dette à long terme, les emprunts à court terme et l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains, outre la désactualisation des obligations de démantèlement. Au cours du premier trimestre de 2012, les charges financières ont été inférieures de 4 M\$ à celles du premier trimestre de 2011, principalement du fait de la baisse des intérêts sur l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise au fil des remboursements trimestriels. Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus, compte non tenu de l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains, était de 5,4 % pour le premier trimestre de 2012 (5,6 % 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. Les produits d'intérêts pour le premier trimestre de 2012 ont reculé de 3 M\$ par rapport à la période correspondante de 2011, principalement du fait de la diminution 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 profits de change nets de 16 M\$ au premier trimestre de 2012 (profits de 23 M\$ en 2011), dont une somme de 31 M\$ en profits latents (profits latents de 36 M\$ en 2011) et de 15 M\$ en pertes réalisées (pertes réalisées de 13 M\$ en 2011). Le raffermissement du dollar canadien a été moins marqué au premier trimestre de 2012 qu'au premier trimestre de 2011, ce qui a donné lieu à des profits latents moins élevés sur la dette à long terme de la société libellée en dollars américains et à des pertes latentes inférieures sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains.

## AMORTISSEMENT ET ÉPUISEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Sables bitumineux	115 \$	86 \$
Hydrocarbures classiques	236	195
Raffinage et commercialisation	38	16
Activités non sectorielles et éliminations	11	9
	<b>400 \$</b>	<b>306 \$</b>

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Sables bitumineux a augmenté de 29 M\$ au premier trimestre de 2012 par suite principalement de la hausse des volumes de vente à Christina Lake et à Pelican Lake et de l'augmentation du 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 41 M\$ au premier trimestre de 2012 principalement en raison de la progression des volumes de vente de pétrole brut et de l'augmentation du 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 22 M\$, 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.

## CHARGE D'IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

(en millions de dollars, sauf les pourcentages)	Trimestres clos les 31 mars	
	2012	2011
Charge d'impôt exigible		
Canada	62 \$	41 \$
États-Unis	12	-
Total de la charge d'impôt exigible	74	41
Charge d'impôt différé	94	(1)
Charge d'impôt	168 \$	40 \$
Taux d'imposition effectif	28 %	46 %

De la comparaison des premiers trimestres de 2012 et de 2011, il ressort que la charge d'impôt exigible a augmenté, principalement en raison de l'amélioration des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles tirés des activités menées au Canada. Les déductions devraient suffire à exonérer d'impôt, en 2012, le bénéfice de la société qui est imposable au niveau fédéral aux États-Unis. La charge d'impôt exigible aux États-Unis pour le premier trimestre de 2012 correspond donc à l'impôt au niveau des États.

De la comparaison des premiers trimestres de 2012 et de 2011, il ressort que la charge d'impôt différé s'est accrue principalement en raison de l'accroissement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles tirés du secteur Raffinage et commercialisation, lesquels font l'objet de taux d'imposition supérieurs aux États-Unis, et de l'augmentation des profits latents liés à la gestion des risques.



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 en 2011 est calculé sur une perte au Canada, où l'imposition est moins élevée, et sur un bénéfice aux États-Unis, où l'imposition est plus élevée.

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

Les éléments composant les écarts permanents comprennent :

- la portion non imposable des profits et des pertes en capital au Canada;
- les conditions de financement 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 31 mars	
	2012	2011
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :		
Activités opérationnelles	665 \$	631 \$
Activités d'investissement	(832)	(684)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	(167)	(53)
Activités de financement	138	130
Profits (pertes) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	(6)	2
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(35) \$	79 \$

### **ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES**

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont progressé de 34 M\$ au premier trimestre de 2012 par rapport au trimestre correspondant de 2011, essentiellement par suite d'une hausse de 211 M\$ des flux de trésorerie, décrite à la rubrique « Information financière » du présent rapport de gestion. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont également été touchés par la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie et 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 137 M\$ au 31 mars 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 premier trimestre de 2012, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 148 M\$, en regard de la période correspondante de 2011. La progression est essentiellement attribuable à l'accroissement de 179 M\$ des dépenses d'investissement, en partie contrebalancée par la hausse de 64 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 premier trimestre de 2012, la société a bonifié son dividende de 10 %, versant un dividende de 0,22 \$ par action (0,20 \$ par action en 2011). Le total des dividendes versés au premier trimestre de 2012 s'est chiffré à 166 M\$ (151 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 tirés des activités de financement ont augmenté de 8 M\$ au premier trimestre de 2012 par rapport au trimestre correspondant de 2011 et se sont chiffrés à 138 M\$. Cette augmentation est attribuable à l'émission plus importante de titres d'emprunt à court terme et a été en partie annulée par l'accroissement des dividendes versées sur les actions ordinaires.

La dette à long terme se situait à 3 465 M\$ au 31 mars 2012; aucun remboursement de capital n'est exigible avant septembre 2014 (800 M\$ US). La société avait émis des titres d'emprunt à court terme de 270 M\$ aux termes de son programme de billets de trésorerie; elle dispose également des liquidités de 460 M\$, dont une partie est détenue par des activités communes.

## SOURCES DE LIQUIDITÉS DISPONIBLES

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 31 mars 2012, les emprunts à court terme de la société se chiffraient à 270 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.

En outre, Cenovus a deux prospectus préalables de base valides, l'un au Canada visant un montant de 1,5 G\$ et l'autre aux États-Unis visant un montant de 1,5 G\$ US, dont la disponibilité est tributaire de la conjoncture du marché. Aucun billet n'a été émis dans le cadre de l'un ou l'autre prospectus. La période de validité prend fin en juillet 2012 dans le cas du prospectus préalable de base au Canada et en août 2012 dans le cas du prospectus préalable de base aux États-Unis. Cenovus entend renouveler ces deux prospectus avant l'expiration de leur période de validité.

Au 31 mars 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, mesure hors PCGR, s'entend des emprunts à court terme ainsi que la partie courante et la partie non courante de la dette à long terme, exception faite de tout montant lié à l'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 frais de prospection, les profits ou pertes latents liés à la gestion des risques, les profits ou pertes de change, le profit ou la perte 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.

	31 mars 2012	31 décembre 2011
Ratio dette/capitaux permanents	28 %	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.

À la fin du premier trimestre de 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 31 mars 2012, environ 755,6 millions d'actions ordinaires étaient en circulation et aucune action préférentielle n'était en circulation.

## **OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET ENGAGEMENTS**

Cenovus a conclu divers engagements dans le cours normal de ses activités, ayant trait surtout à des 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 31 mars 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 options 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 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 le siège social, 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 dont il est fait mention dans le présent rapport de gestion.

### *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 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](http://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 juillet 2011, Cenovus a rendu public son premier rapport exhaustif en la matière, qui peut être consulté au [www.cenovus.com](http://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. Notre rapport en matière de responsabilité d'entreprise de 2011 devrait être rendu public d'ici juillet 2012.

## **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 les résultats financiers de la société. 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. Dans les notes annexes des états financiers consolidés et le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2011 sont expliqués plus amplement 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 au cours du premier trimestre de 2012. De plus amples renseignements sur les méthodes comptables et estimations critiques sont présentés dans 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 »).

## **CHANGEMENTS FUTURS DES MÉTHODES COMPTABLES**

Aucune révision n'a été apportée aux changements futurs des méthodes comptables au cours du premier trimestre 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 »). Les renseignements qui y sont présentés n'ont pas été modifiés au premier trimestre de 2012.

## **PERSPECTIVES**

Les perspectives de Cenovus dépendent des prix des marchandises et notamment de l'incidence de l'accès à un nouveau marché pour le pétrole brut nord-américain. Les prix du pétrole brut devraient rester volatils puisqu'ils sont sensibles à la croissance économique et aux risques d'interruption de l'approvisionnement.

Pour le reste de 2012, le prix moyen du brut Brent devrait se situer au-dessus de son niveau de 2011 à cause des interruptions persistantes de la production en Syrie, au Soudan et au Yémen de même que de la perte d'une partie de l'approvisionnement en raison des sanctions économiques prises contre l'Iran. Les prix du Brent restent sensibles aux événements qui se déroulent en Europe et au ralentissement global de l'économie mondiale, mais certains signes suggèrent que le pire de la crise appartient au passé. En outre, l'Arabie saoudite, dont la production est très élevée, se trouve en excellente position pour protéger les prix en cas de faiblesse temporaire éventuelle des marchés.

L'écart négatif du prix du WTI par rapport à celui de Brent, plus marqué au début de l'exercice qu'il ne l'était en 2011, devrait rétrécir pendant le reste de 2012 à mesure que s'ajoutera la capacité de transport par pipelines de Cushing, en Oklahoma, jusqu'au golfe du Mexique. 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 premier trimestre de 2012, le différentiel entre le WTI et le WCS s'est élargi en raison de la croissance des stocks intérieurs de pétrole brut et de l'affaiblissement de la demande, certaines raffineries du Midwest, aux États-Unis, devant procéder à des travaux de maintenance, ce qui a réduit temporairement la capacité de raffinage. La croissance des stocks se poursuivra probablement tandis que la capacité de transport par pipelines n'augmentera que peu; quant au transport ferroviaire, il est déjà presque utilisé au maximum de sa capacité. Ensemble, ces facteurs devraient faire en sorte que les différentiels canadiens, y compris celui du WCS, s'accroîtront encore. En outre, le renversement du sens d'écoulement du pipeline Seaway intensifiera encore la situation puisque cette mesure facilitera les livraisons du brut de Cushing, dont le WTI, mais n'influera sur le brut canadien que de manière limitée.

L'augmentation des prix des produits raffinés et la diminution des coûts des charges en pétrole lourd au cours du premier trimestre de 2012 se sont traduites par une amélioration des paramètres économiques des raffineries du Midwest des États-Unis. Pour le reste de 2012, la société prévoit que ces paramètres s'amélioreront encore pour les raffineries de l'intérieur qui s'approvisionnent en pétrole brut canadien, mais qu'ils se détérioreront pour celles qui dépendent plutôt du brut de Cushing.

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 l'intensification de la production issue de la phase C et la mise en production prévue de la phase D au quatrième trimestre 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.
- Investissement dans le projet pilote d'évacuation d'eau à Telephone Lake.
- Avancement du projet de Telephone Lake.
- Obtention prévue des approbations des autorités de réglementation et des partenaires à l'égard du projet de Narrows Lake, exécution de travaux de génie supplémentaires et mise en production.
- 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 Wood River pour s'assurer de leur stabilité et leur fiabilité.

En avril 2012, ConocoPhillips, partenaire de Cenovus, a annoncé que son conseil d'administration avait donné son accord définitif à la scission des activités en aval et de ses activités de prospection et de production. Les activités de prospection et de production garderont le nom de ConocoPhillips tandis que la nouvelle entreprise exercera les activités en aval sous le nom de Phillips 66. Cenovus s'attend à ce que son partenariat et les ententes connexes avec ConocoPhillips soient modifiés de façon à tenir compte de la scission et du fait que les actifs en amont et les actifs de raffinage dans lesquels la société détient une participation seront répartis entre deux entreprises distinctes. La société ne s'attend pas à ce que ces modifications aient une incidence considérable sur ses activités.

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

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

Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective comprennent notamment les hypothèses sur lesquelles reposent les prévisions actuelles de Cenovus (consulter [www.cenovus.com](http://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; l'efficacité du programme de gestion des risques de Cenovus, y compris l'effet des instruments financiers dérivés et l'efficacité des stratégies de couverture; l'exactitude des estimations de coûts, les variations des prix des marchandises, des cours du change et des taux d'intérêt; les fluctuations de l'offre et de la demande de produits; la concurrence, notamment celle issue des nouvelles formes d'énergie; les risques inhérents aux activités de commercialisation de Cenovus, y compris les risques de crédit; le maintien d'un ratio dette/BAIIA ajusté et d'un ratio dette/capitaux permanents souhaitables; la capacité de Cenovus de faire appel à des sources diverses de capitaux d'emprunt et de capitaux propres; la précision des estimations des réserves, des ressources et de la production future; la capacité de Cenovus de remplacer et d'accroître ses réserves de pétrole et de gaz; la capacité de Cenovus et de ConocoPhillips de maintenir leurs relations et de parvenir à gérer et à exploiter leurs activités intégrées de pétrole lourd; la fiabilité des actifs de Cenovus; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et de processus de fabrication; les marges liées aux activités de raffinage et de commercialisation; l'accueil éventuellement défavorable réservé aux nouveaux produits sur le marché; les hausses de coût ou difficultés techniques imprévues relativement à la construction ou à la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés imprévues dans la production, le transport et le raffinage du pétrole brut en produits pétroliers et chimiques; les risques liés à la technologie et à son application dans le cadre des activités de Cenovus; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; la capacité de Cenovus et de ses filiales d'assurer convenablement le transport de leurs produits; l'évolution des lois et de la réglementation concernant le cadre réglementaire albertain, notamment le processus d'autorisation réglementaire et les désignations d'utilisation des terres, le régime de redevances, les impôts et les taxes, l'environnement, les gaz à effet de serre, le carbone et d'autres lois et règlements ou l'évolution de l'interprétation qui en est faite; dans leur version adoptée ou proposée, leurs répercussions et les coûts de conformité connexes; les périodes prévues d'entrée en vigueur de diverses prises de position en comptabilité, de modifications de règles comptables et de normes comptables, ainsi que leur incidence projetée sur les activités de la société, ses résultats financiers et ses états financiers consolidés; 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 <sup>3</sup>	millier de pieds cubes
b/j	baril par jour	Mpi <sup>3</sup>	million de pieds cubes
kb/j	millier de barils par jour	Gpi <sup>3</sup>	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](http://www.sedar.com), sur EDGAR à l'adresse [www.sec.com](http://www.sec.com) et sur le site Web de la société au [www.cenovus.com](http://www.cenovus.com).