



## Rapport de gestion pour la période close le 30 septembre 2012

*Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc., daté du 24 octobre 2012, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 30 septembre 2012 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires ») ainsi qu'avec 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 et les définitions utilisées dans le présent rapport de gestion, voir 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 TROISIÈME TRIMESTRE DE 2012	3
INFORMATION FINANCIÈRE	8
RÉSULTATS OPÉRATIONNELS	18
SECTEURS À PRÉSENTER	20
SABLES BITUMINEUX	20
HYDROCARBURES CLASSIQUES	25
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	31
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	33
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	35
GESTION DES RISQUES	38
TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE	40
MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS	41
PERSPECTIVES	41
MISE EN GARDE	43
ABRÉVIATIONS	44

## **INTRODUCTION ET APERÇU DE CENOVUS ENERGY**

Cenovus est une société pétrolière canadienne dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta, et dont les actions sont négociées à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York. Au 30 septembre 2012, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 26 G\$. La société mène des activités de mise en valeur, de production et de commercialisation du pétrole brut, du gaz naturel et des liquides de gaz naturel au Canada, et elle possède des installations de raffinage aux États-Unis. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, la production moyenne de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (« pétrole brut ») de Cenovus a dépassé 161 000 barils par jour et sa production moyenne de gaz naturel a été de plus de 600 Mpi<sup>3</sup> par jour. L'exploitation de Cenovus regroupe des projets de sables bitumineux dans le nord de l'Alberta, notamment Foster Creek et Christina Lake. Ces deux biens, 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 des hydrocarbures 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 voie 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 dégagant 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 visent 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 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 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 biens 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 réduit 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. Elle perfectionne des technologies en vue de réduire les quantités d'eau, de gaz naturel et d'électricité consommées dans le cadre de ses activités et de perturber le moins possible les sols en surface.

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 d'essai stratigraphique au cours de chacune des cinq prochaines années. Outre les projets de sables bitumineux à Foster Creek et à Christina Lake, les trois prochains projets que la société compte mettre en valeur dans cette zone sont Narrows Lake, Grand Rapids et Telephone Lake.

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

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 initialement avoir une capacité de production brute de 90 000 barils par jour.

Cenovus a plusieurs possibilités de rehausser la valeur actionnariale, essentiellement au moyen de la croissance de la production provenant des actifs liés aux sables bitumineux qu'elle possède et des zones potentielles de pétrole avare. Son plan d'affaires vise notamment à accroître la production nette issue des sables bitumineux, de sorte à la faire passer à environ 400 000 barils par jour d'ici la fin de 2021. D'ici la fin de 2016, la société cherchera aussi à réaliser 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 de ses activités liées au pétrole classique dans le sud de la Saskatchewan et en Alberta. De plus, elle prévoit évaluer le potentiel de nouveaux projets de pétrole brut dans ses terrains existants et dans de

nouvelles régions en mettant l'accent sur les zones potentielles de pétrole avare. Elle vise une production nette de 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 de sa capacité d'emprunt.

Du fait de sa production de gaz naturel, Cenovus jouit d'une source fiable de flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles qui agit comme une couverture économique à l'égard du gaz utilisé comme combustible dans ses activités en amont et ses activités de raffinage. Qui plus est, grâce à ses raffineries, dont l'exploitation est assurée par Phillips 66, société ouverte américaine non liée, Cenovus est en mesure d'atténuer l'incidence des cycles des prix des marchandises en traitant du pétrole lourd canadien et en fabriquant des produits raffinés dont le prix est généralement lié à celui pratiqué sur la côte, et d'intégrer ainsi sa production provenant des sables bitumineux. En outre, dans le cadre de son programme de gestion des risques, la société conclut des opérations de couverture du prix des marchandises afin de stabiliser 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, ce qui témoigne 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 à Foster Creek, à Christina Lake et à Narrows Lake, sont détenus conjointement avec ConocoPhillips, société ouverte américaine non liée.
- **Hydrocarbures classiques**, qui comprend la mise en valeur et la production de pétrole brut et de gaz naturel classiques en Alberta et en Saskatchewan, notamment le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide de dioxyde de carbone de Weyburn et les gisements de pétrole brut de Bakken et de Lower Shaunavon.
- **Raffinage et commercialisation**, qui se concentre sur le raffinage de produits de pétrole brut en produits pétroliers et chimiques dans deux raffineries situées aux États-Unis. Ces raffineries sont détenues conjointement avec Phillips 66, société ouverte américaine non liée, et exploitées par celle-ci. Ce secteur assure aussi la commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel de Cenovus, en plus de conclure avec des tiers des achats et des ventes de produits qui lui procurent une marge de manœuvre relativement aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle.
- **Activités non sectorielles et éliminations**, qui comprend principalement les profits ou 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 ou la perte réalisé est comptabilisé dans le secteur opérationnel auquel se rapporte l'instrument dérivé. Les éliminations sont liées aux ventes, au résultat opérationnel et aux achats intersectoriels de produits qui sont constatés aux prix de cession interne en fonction des prix du marché courants, ainsi qu'au résultat intersectoriel non réalisé sur les stocks.

## APERÇU DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2012

Cenovus a affiché un excellent rendement au troisième trimestre de 2012 grâce notamment à une production très élevée en provenance des sables bitumineux et aux très bons résultats de ses installations de raffinage. À Christina Lake, la phase D a été mise en production vers la fin de juillet, ce qui a permis d'enregistrer un nouveau sommet de production brute quotidienne de plus de 87 000 barils par jour et qui signifie que cette phase est en bonne voie d'atteindre sa capacité nominale brute de 98 000 barils par jour. Au cours du trimestre, la production moyenne à Foster Creek a dépassé sa capacité nominale, et les installations de raffinage ont produit 463 000 barils par jour de produits raffinés, ce qui représente une hausse de 37 000 barils par jour.

### RÉSULTATS OPÉRATIONNELS

La production moyenne de pétrole brut a été de 171 350 barils par jour, soit 28 % de plus que dans la période correspondante de 2011. À Christina Lake, la production brute moyenne s'est établie à près de 73 000 barils par jour au mois de septembre, ce qui a découlé de l'excellent rendement des puits de la phase C et de l'accélération du rythme de production de la phase D. L'optimisation des installations a permis à la production brute à Foster Creek

d'atteindre en moyenne plus de 126 000 barils par jour au cours du troisième trimestre, dépassant ainsi de 5 % leur capacité nominale de 120 000 barils par jour.

Dans le secteur Hydrocarbures classiques, la production moyenne de pétrole brut en Alberta a été de 29 833 barils par jour au cours du trimestre, soit 10 % de plus qu'il y a un an. Cette augmentation est imputable aux résultats fructueux des programmes de forage et à une gestion efficace des baisses normales de rendement. La production de pétrole brut de la société en Saskatchewan a totalisé 22 352 barils par jour, ce qui traduit une hausse de 13 % qu'a permise l'accroissement de la production tirée des zones de Lower Shaunavon et de Bakken. Au troisième trimestre, la production de pétrole brut de ces zones s'est établie en moyenne à 6 252 barils par jour, ayant bondi de 56 % depuis les trois mois correspondants de l'exercice précédent.

Au cours du trimestre, les installations de raffinage de la société ont produit 463 000 barils par jour de produits raffinés, ce qui signifie une progression de 37 000 barils par jour, laquelle a résulté essentiellement du fait que le démarrage de l'unité de cokéfaction du projet d'expansion à la raffinerie de Wood River (« projet CORE ») au quatrième trimestre de 2011 a accru la capacité de traitement du brut lourd.

Les principaux résultats opérationnels du troisième trimestre de 2012 par rapport à ceux de la période correspondante de 2011 comprennent les suivants :

- les installations à Christina Lake ont établi un nouveau record de production brute quotidienne, soit plus de 87 000 barils par jour;
- la production moyenne à Christina Lake a été de 32 380 barils par jour, soit plus du triple de celle réalisée au trimestre correspondant de 2011, par suite du démarrage des phases C et D aux troisième trimestres de 2011 et de 2012, respectivement;
- la production à Foster Creek s'est élevée en moyenne à 63 245 barils par jour, ce qui traduit une hausse de 12 % qui a découlé de l'optimisation des installations;
- la production à Pelican Lake s'est établie en moyenne à 23 539 barils par jour, ayant progressé de 16 % par rapport au troisième trimestre de 2011 grâce aux programmes de forage intercalaire et d'injection de polymères que la société y a menés;
- la production de pétrole brut classique a monté de 12 % pour atteindre 52 186 barils par jour étant donné que les programmes de forage ont donné d'excellents résultats et qu'il y a eu moins de problèmes liés aux conditions météorologiques et à l'accès;
- la production de gaz naturel a diminué de 12 % et s'est établie à 577 Mpi<sup>3</sup> par jour, ce qui est essentiellement imputable aux baisses normales de rendement prévues et à la sortie d'un bien non essentiel au début du premier trimestre de 2012; et
- les installations de raffinage ont traité en moyenne 463 000 barils par jour de brut, dont 210 000 barils par jour de brut lourd extrait au Canada, comparativement à 426 000 barils par jour un an plus tôt.

### **RÉSULTATS FINANCIERS**

Au troisième trimestre, les résultats financiers de la société ont bénéficié d'un volume de production de pétrole brut fort élevé et de marges de raffinage toujours importantes. Pour cette période, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont atteint 1,3 G\$ et le résultat opérationnel s'est chiffré à 432 M\$. De plus, au mois d'août, la société a procédé à un appel public à l'épargne, émettant ainsi pour 1,25 G\$ US de billets non garantis de premier rang.

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

- les produits des activités ordinaires ont augmenté de 482 M\$, ou 12 %, en raison des facteurs suivants :
  - une hausse de 375 M\$ des produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation en raison de l'amélioration du débit de raffinage;
  - une augmentation de 27 % des volumes de vente de pétrole brut; et
  - un accroissement des volumes de condensats utilisés pour la fluidification, ce qui a été neutralisé en partie par la baisse des prix des condensats.

Ces hausses ont été contrebalancées en partie par les éléments suivants :

- les prix de vente moyens du pétrole brut (compte non tenu des opérations de couverture financière) ont fléchi de 3 %; et
  - les produits des activités ordinaires liés au gaz naturel ont baissé de 102 M\$ à cause du repli de la production et de la contraction des prix de vente moyens.
- les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 1 310 M\$, ce qui signifie une amélioration de 365 M\$ imputable à ce qui suit :
    - les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles en amont se sont situés à 783 M\$, ce qui représente une amélioration de 76 M\$ attribuable à la hausse des volumes de pétrole brut et réalisée en dépit du recul des prix obtenus, amélioration qui a été contrebalancée en partie par la contraction des prix et des volumes du gaz naturel;
    - les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté de 289 M\$ pour s'établir à 527 M\$. Le maintien de marges de craquage élevées sur le marché, la capacité de traiter des volumes beaucoup plus importants de pétrole brut lourd depuis le démarrage de l'unité de cokéfaction du projet CORE à la raffinerie de Wood River et de bons escomptes sur la charge

d'alimentation en pétrole brut intérieur se sont traduits par d'excellentes marges de raffinage pour le trimestre;

- les flux de trésorerie ont totalisé 1 117 M\$, ayant augmenté de 41 % en raison surtout du fait que ceux liés aux activités opérationnelles des installations de raffinage et au pétrole brut ont augmenté en raison de l'accroissement de la production, facteur qui a été annulé par le recul des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles associées au gaz naturel par suite du fléchissement des prix de vente et des volumes;
- le résultat opérationnel s'est dégagé à 432 M\$, ayant augmenté de 129 M\$ en raison essentiellement de la hausse des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, laquelle a été atténuée par les facteurs suivants :
  - l'accroissement de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement à cause de l'augmentation de la production et des taux d'amortissement et d'épuisement;
  - la montée des frais généraux et frais d'administration qu'a entraînée la hausse des charges au titre des primes d'intéressement à long terme alors qu'un recouvrement de telles charges avait été inscrit au troisième trimestre de 2011; et
  - l'augmentation 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) à cause de la hausse des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles en amont et de ceux des installations de raffinage;
- les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 830 M\$ et ont visé essentiellement l'expansion de biens productifs des sables bitumineux et la mise en valeur de zones d'intérêt de pétrole avare dans le sud de l'Alberta et en Saskatchewan;
- l'excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes des activités liées au gaz naturel classique s'est élevé à 111 M\$ et servira à financer en partie la mise en valeur future des projets de pétrole brut;
- la société a procédé à un appel public à l'épargne aux États-Unis, y émettant un total de 1,25 G\$ de billets non garantis de premier rang; et
- elle 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, 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 afin de faciliter la lecture des résultats financiers de la société.

### Principaux prix de référence et taux de change<sup>1)</sup>

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
	2012	2011	2012	2012	2012	2011	2011	2011	2011	2010	2010
<b>Prix du pétrole brut (\$ US/b)</b>											
Contrats à terme normalisés sur le Brent (ICE)											
Moyenne	<b>112,20</b>	111,54	<b>109,42</b>	108,76	118,45	109,02	112,09	116,99	105,52	87,45	76,96
Fin de la période	<b>112,39</b>	102,76	<b>112,39</b>	97,80	122,88	107,38	102,76	112,48	117,36	94,75	82,31
West Texas Intermediate (WTI)											
Moyenne	<b>96,16</b>	95,47	<b>92,20</b>	93,35	103,03	94,06	89,54	102,34	94,60	85,24	76,21
Fin de la période	<b>92,19</b>	79,20	<b>92,19</b>	84,96	103,02	98,83	79,20	95,42	106,72	91,38	79,97
Écart moyen contrats à terme normalisés sur le Brent (ICE)/WTI	<b>16,04</b>	16,07	<b>17,22</b>	15,41	15,42	14,96	22,55	14,65	10,92	2,21	0,75
Western Canadian Select (WCS)											
Moyenne	<b>74,16</b>	76,10	<b>70,48</b>	70,48	81,61	83,58	71,92	84,70	71,74	67,12	60,56
Fin de la période	<b>82,26</b>	69,38	<b>82,26</b>	58,34	79,52	84,37	69,38	75,32	91,37	72,87	64,97
Écart moyen WTI/WCS	<b>22,00</b>	19,37	<b>21,72</b>	22,87	21,42	10,48	17,62	17,64	22,86	18,12	15,65
Prix moyen des condensats (C5 à Edmonton)	<b>101,83</b>	104,22	<b>96,12</b>	99,32	110,16	108,74	101,48	112,33	98,90	85,24	74,53
Écart moyen (positif) négatif WTI/condensats	<b>(5,67)</b>	(8,75)	<b>(3,92)</b>	(5,97)	(7,13)	(14,68)	(11,94)	(9,99)	(4,30)	-	1,68
<b>Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries<sup>2)</sup> (\$ US/b)</b>											
Chicago	<b>27,61</b>	26,32	<b>35,64</b>	28,20	19,00	19,23	33,35	29,00	16,62	9,25	10,34
Midwest Combined (« groupe 3 »)	<b>28,59</b>	26,76	<b>35,99</b>	28,28	21,50	20,75	34,04	27,19	19,04	9,12	10,60
<b>Moyenne des prix du gaz naturel</b>											
Prix AECO (\$ CA/GJ)	<b>2,07</b>	3,55	<b>2,08</b>	1,74	2,39	3,29	3,53	3,54	3,58	3,39	3,52
Prix NYMEX (\$ US/MBtu)	<b>2,59</b>	4,21	<b>2,81</b>	2,22	2,74	3,55	4,19	4,31	4,11	3,80	4,38
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/MBtu)	<b>0,41</b>	0,35	<b>0,61</b>	0,39	0,21	0,17	0,34	0,42	0,29	0,28	0,78
<b>Taux de change du dollar US par rapport au dollar CA</b>											
Moyenne	<b>0,998</b>	1,023	<b>1,005</b>	0,990	0,999	0,978	1,020	1,033	1,015	0,987	0,962

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

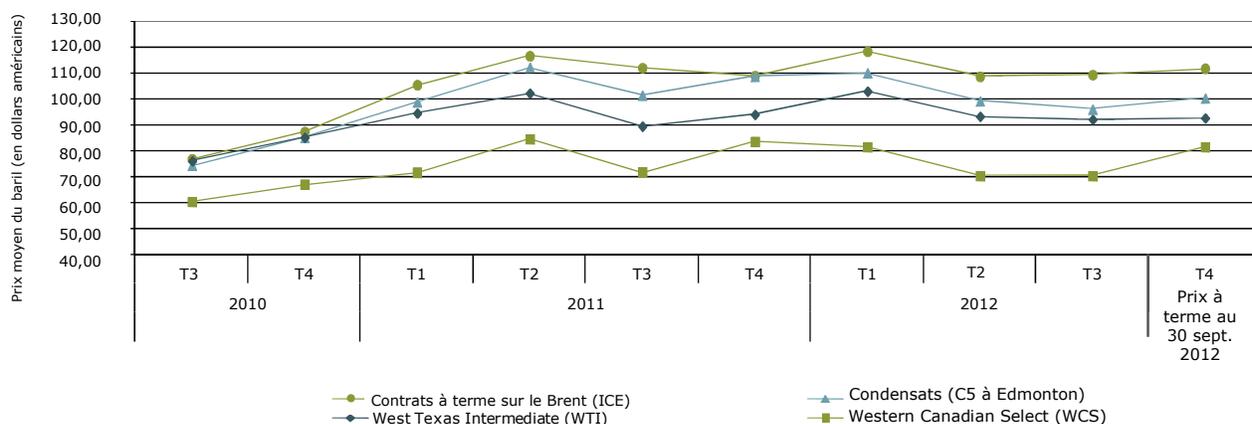
<sup>2)</sup> La marge de craquage 3-2-1 est un indicateur de la marge de raffinage résultant de la transformation de trois barils de pétrole brut en deux barils d'essence ordinaire sans plomb et un baril de diesel à très faible teneur en soufre et reflète le prix du WTI pour le mois courant en tant que prix de la charge d'alimentation en pétrole brut.

### Prix de référence - pétrole brut

Le prix de référence Brent est un bon indicateur des prix du pétrole brut mondiaux et indique mieux que le WTI les variations des prix des produits raffinés intérieurs, lesquels sont liés aux marchés mondiaux. Après avoir fortement chuté au mois de mai, le prix moyen du pétrole brut Brent s'est redressé au cours du trimestre puisque les craintes nourries à l'égard de la dette souveraine en Europe et de ses répercussions éventuelles sur la croissance économique de la Chine et des États-Unis se sont atténuées. Même si le prix de clôture en date du 30 septembre dépassait de 14,59 \$ US le baril celui au 30 juin, le prix moyen du pétrole brut Brent a augmenté de moins de 1 \$ au cours du troisième trimestre.

Le WTI est un important prix de référence pour le pétrole brut canadien, car il reflète les prix infracôtiers en Amérique du Nord, et son équivalent en dollars canadiens est utilisé pour calculer les redevances relatives à de nombreux biens de pétrole brut de la société. Dans la majeure partie des deux dernières années, le WTI s'est négocié à un escompte important par rapport au Brent puisque l'essor de l'offre intérieure a pesé lourd sur la capacité de transport et sur celle des raffineries intérieures. Cet escompte s'est accru au troisième trimestre malgré la capacité de transport supplémentaire qui a résulté du renversement du sens d'écoulement du pipeline Seaway, lequel permet désormais d'acheminer les produits hors du Midwest américain. Même si les prix du Brent se sont renforcés, l'élargissement de leur écart par rapport à ceux du WTI s'est traduit par une légère baisse des prix moyens du WTI entre les deuxième et troisième trimestres.

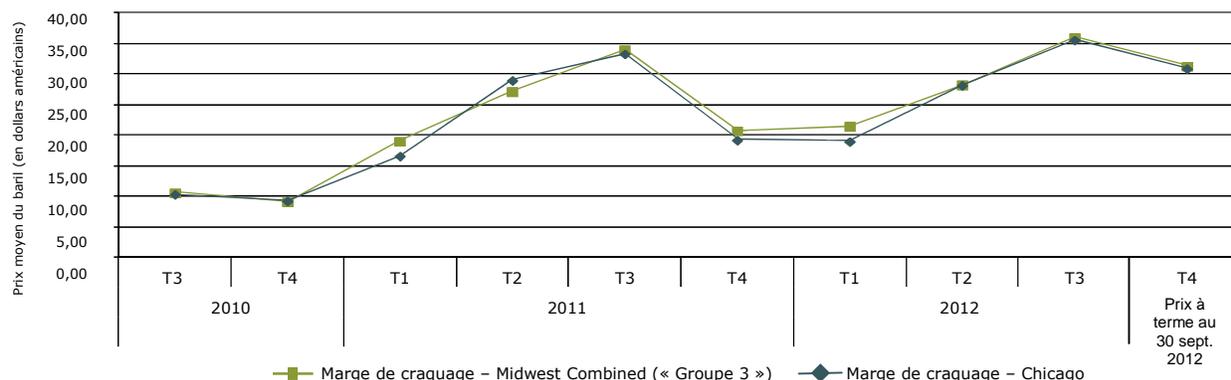
Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. Ce pétrole lourd fluidifié se négocie à un escompte par rapport au WTI, qui est le prix de référence du pétrole léger. Au troisième trimestre de 2012, l'écart moyen entre le WTI et le WCS s'est légèrement rétréci par rapport au deuxième trimestre en raison surtout d'interruptions de l'approvisionnement et de l'augmentation de la capacité ferroviaire disponible. Ces facteurs ont contrebalancé l'accroissement continu, sur le marché, de nouvelles capacités liées au pétrole avarié et aux sables bitumineux.



La fluidification du bitume et du pétrole lourd au moyen de condensats permet le transport de la production de Cenovus. Ses ratios de fluidification varient de 10 % à 33 %. Le coût des achats de condensats a une incidence sur les produits des activités ordinaires ainsi que sur les frais de transport et de fluidification. L'écart entre le WTI et les condensats correspond au prix de référence des condensats par rapport au prix du WTI. Il n'existe aucune corrélation entre les écarts entre le WTI et le WCS d'une part et le WTI et les condensats d'autre part, et ces écarts évoluent généralement de manière indépendante. Les écarts des condensats à Edmonton se sont comprimés de 2,05 \$ US le baril entre les deuxième et troisième trimestres et de 8,02 \$ US le baril comparativement à la même période de l'exercice précédent en raison de l'essor toujours important de l'offre en condensats en Amérique du Nord, condensats provenant surtout du bassin Eagleford, au Texas.

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

La marge de craquage 3-2-1 est un indicateur de la marge de raffinage résultant de la transformation de trois barils de pétrole brut en deux barils d'essence ordinaire sans plomb et un baril de diesel à très faible teneur en soufre, et elle est calculée au moyen des prix de la charge d'alimentation en pétrole brut, d'après les prix du WTI du mois courant. Au troisième trimestre de 2012, les marges de craquage moyennes sur les marchés intérieurs des États-Unis (aussi bien Chicago que le Groupe 3) se sont améliorées par rapport à celles, déjà excellentes, du deuxième trimestre en raison de la hausse des escomptes sur le brut intérieur, des fermetures de raffineries et du fait que les arrêts de production de telles installations ont été anormalement élevés.



Les marges de craquage de référence donnent un aperçu simplifié du marché et sont calculées selon la méthode du dernier entré, premier sorti et reflètent le prix du WTI du mois courant en tant que prix de la charge d'alimentation en pétrole brut. Les marges de craquage qu'obtient la société sont tributaires de nombreux autres facteurs, tels que la diversité des sources de charge d'alimentation en pétrole brut, la configuration de la raffinerie et sa production et les coûts des marchandises achetées, qui sont établis selon la méthode du premier entré, premier sorti.

### Autres prix de référence

Par rapport aux niveaux très faibles qui ont été enregistrés au deuxième trimestre et pour la première fois depuis plus d'un an, les prix du gaz naturel se sont renforcés au cours du troisième trimestre de 2012 grâce à la réduction, toujours aussi importante, des surplus de stockage, lesquels avaient atteint des niveaux sans précédent, puisque la faiblesse des prix et le temps chaud ont stimulé la demande. Le recul des stocks entreposés a pour ainsi dire fait disparaître tout risque de congestion de stockage à la fin de l'été. Cette situation a permis un certain raffermissement des prix, même si ceux-ci ont été freinés par la nécessité de maintenir des niveaux élevés de carburant aux fins du remplacement de la production d'électricité au charbon par une production alimentée au gaz. La diminution continue du nombre d'appareils de forage de gaz naturel, nombre qui n'a jamais été aussi bas depuis une douzaine d'années, a contribué au recul des stocks de gaz. Tous ces facteurs ne se sont pas encore traduits par une baisse de la production en raison de la hausse continue des volumes de gaz associé qui est produit concurremment aux liquides, des compléments de puits forés antérieurement et de l'accroissement de l'offre parce que de l'éthane demeure dans le flux gazeux en raison des contraintes au niveau des infrastructures de traitement de l'éthane, et ce, surtout dans le bassin Marcellus.

Au troisième trimestre de 2012, le dollar canadien s'est quelque peu apprécié par rapport au dollar américain, mais est demeuré proche de la parité avec cette devise. Sa hausse est attribuable aux mêmes facteurs que ceux qui ont influé favorablement sur les marchés boursiers et les marchés du pétrole brut.

Une dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain a un effet favorable sur les produits des activités ordinaires de Cenovus, étant donné que les prix de vente de son pétrole brut et de ses produits raffinés sont établis en fonction de prix de référence libellés en dollars américains. De même, comme les résultats liés au raffinage sont libellés en dollars américains, toute dépréciation du dollar canadien hausse les résultats de la société, bien qu'elle augmente les dépenses d'investissement liées au raffinage d'une période.

## INFORMATION FINANCIÈRE

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

## **SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS**

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Périodes de neuf mois closes les		T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
	30 septembre										
	2012	2011	2012	2012	2012	2011	2011	2011	2011	2011	2010
Produits des activités ordinaires	<b>13 118</b>	11 367	<b>4 340</b>	4 214	4 564	4 329	3 858	4 009	3 500	3 363	2 962
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles <sup>1)</sup>	<b>3 473</b>	2 843	<b>1 310</b>	1 078	1 085	1 019	945	1 064	834	815	661
Flux de trésorerie <sup>1)</sup>	<b>2 946</b>	2 425	<b>1 117</b>	925	904	851	793	939	693	645	509
- dilué par action	<b>3,88</b>	3,20	<b>1,47</b>	1,22	1,19	1,12	1,05	1,24	0,91	0,85	0,68
Résultat opérationnel <sup>1)</sup>	<b>1 055</b>	907	<b>432</b>	283	340	332	303	395	209	147	156
- dilué par action	<b>1,39</b>	1,20	<b>0,57</b>	0,37	0,45	0,44	0,40	0,52	0,28	0,19	0,21
Résultat net	<b>1 111</b>	1 212	<b>289</b>	396	426	266	510	655	47	78	295
- de base par action	<b>1,47</b>	1,61	<b>0,38</b>	0,52	0,56	0,35	0,68	0,87	0,06	0,10	0,39
- dilué par action	<b>1,46</b>	1,60	<b>0,38</b>	0,52	0,56	0,35	0,67	0,86	0,06	0,10	0,39
Dépenses d'investissement <sup>2)</sup>	<b>2 390</b>	1 820	<b>830</b>	660	900	903	631	476	713	701	479
Dividendes en numéraire	<b>498</b>	452	<b>166</b>	166	166	151	150	151	151	151	150
- par action	<b>0,66</b>	0,60	<b>0,22</b>	0,22	0,22	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)	Trimestres clos	Périodes de neuf mois closes
Produits des activités ordinaires pour les périodes closes le 30 septembre 2011	3 858 \$	11 367 \$
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :		
Sables bitumineux	252	701
Hydrocarbures classiques	(54)	(157)
Raffinage et commercialisation	375	1 322
Activités non sectorielles et éliminations	(91)	(115)
<b>Produits des activités ordinaires pour les périodes closes les 30 septembre 2012</b>	<b>4 340 \$</b>	<b>13 118 \$</b>

Pour le troisième trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2012, les produits tirés du secteur Sables bitumineux ont crû du fait essentiellement de l'augmentation des volumes des condensats et du pétrole brut, contrebalancée en partie par la baisse des prix moyens des condensats et du pétrole brut.

Les produits tirés du secteur Hydrocarbures classiques ont diminué au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2012 puisque l'accroissement de la production de pétrole brut comparativement à il y a un an a été neutralisé en grande partie par la diminution des volumes de production de gaz naturel et des prix de ce combustible.

Par rapport aux produits des périodes correspondantes de 2011, ceux tirés du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté durant le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2012 grâce aux prix toujours élevés des produits raffinés ainsi qu'à la hausse du débit et de leur volume de production par suite de la mise en service de l'unité de cokéfaction du projet CORE au quatrième trimestre de 2011. L'augmentation des produits générés par les ventes à des tiers effectuées par le groupe de commercialisation a également favorisé la hausse des produits.

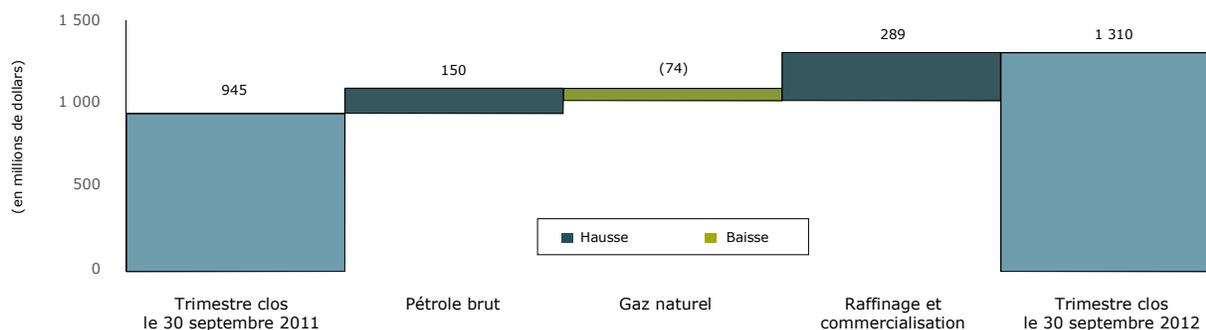
Pour de plus amples renseignements sur les produits des activités ordinaires de Cenovus, voir la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

## FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Sables bitumineux				
Pétrole brut	428 \$	296 \$	1 223 \$	867 \$
Gaz naturel	8	17	21	40
Autres	(1)	-	(2)	4
Hydrocarbures classiques				
Pétrole brut	227	209	722	635
Gaz naturel	118	183	358	549
Autres	3	2	6	5
Raffinage et commercialisation	527	238	1 145	743
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>1 310 \$</b>	<b>945 \$</b>	<b>3 473 \$</b>	<b>2 843 \$</b>

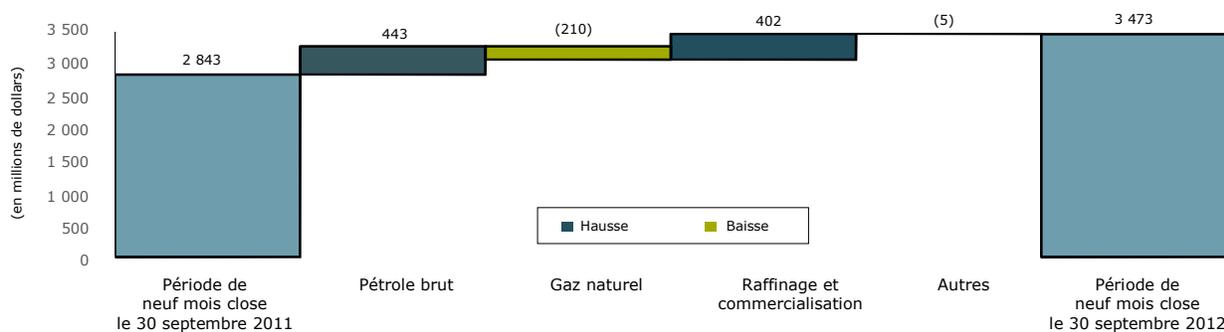
Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles constituent une mesure hors PCGR qui permet d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie des actifs de la société, en plus d'améliorer la comparabilité de sa performance financière sous-jacente d'une période à l'autre.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

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



Dans l'ensemble, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du troisième trimestre de 2012 ont progressé de 365 M\$, soit une augmentation de 289 M\$ provenant du secteur Raffinage et commercialisation et une autre augmentation de 76 M\$ provenant des activités en amont de la société. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté en raison de l'augmentation des marges de raffinage et du volume toujours élevé de débit et de la production de produits raffinés. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles associées au pétrole brut se sont accrus de 150 M\$ en raison d'une augmentation des volumes de production, en dépit de la diminution des prix de vente moyens du pétrole brut et de la hausse des charges opérationnelles. La réduction de 74 M\$ liée au gaz naturel a été causée essentiellement par une baisse des prix de vente moyens et des volumes de production par suite des baisses normales de rendement prévues et de la sortie d'un bien gazier non essentiel au premier trimestre de 2012.

### Variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles entre la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 et la période de neuf mois close le 30 septembre 2012

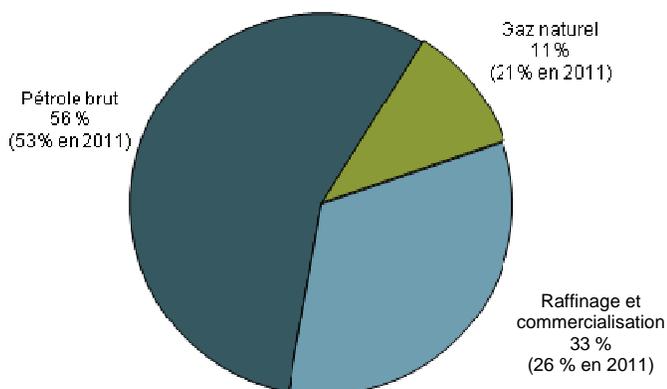


Dans l'ensemble, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 ont augmenté de 630 M\$, car ceux des activités en amont et du secteur Raffinage et commercialisation ont progressé par rapport à 2011.

L'augmentation liée au pétrole brut a découlé essentiellement de l'élargissement des volumes de production, ce qui a été contrebalancé en partie par la diminution des prix de vente moyens de ce pétrole et la hausse des charges opérationnelles. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles associées au gaz naturel se sont comprimés de 210 M\$ à cause de la diminution des prix de vente moyens et de la contraction des volumes de production par suite des baisses normales de rendement prévues et de la sortie d'un bien gazier non essentiel au premier trimestre de 2012. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation se sont renforcés grâce à l'élargissement des marges de raffinage qui a résulté de marges de craquages élevées sur le marché et du pétrole brut à prix réduit qui a été traité ainsi qu'au maintien d'un débit élevé et d'une production importante de produits raffinés.

## Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de 3 473 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012

Le pétrole brut a généré 1 945 M\$, ou 56 % des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation ont totalisé 1 145 M\$, soit 33 % du total des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles. Quant à ceux associés au gaz naturel, ils se sont chiffrés à 379 M\$, ou 11 % du total des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.



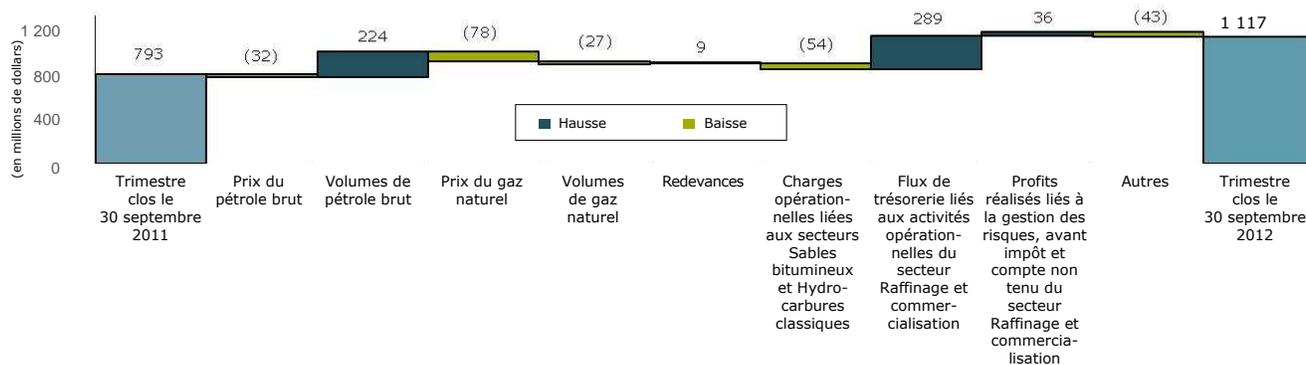
Pour obtenir des renseignements détaillés sur les facteurs expliquant la variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, voir la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

### FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	1 029 \$	921 \$	2 662 \$	2 321 \$
(Ajouter) déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(19)	(17)	(71)	(62)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(69)	145	(213)	(42)
<b>Flux de trésorerie</b>	<b>1 117 \$</b>	<b>793 \$</b>	<b>2 946 \$</b>	<b>2 425 \$</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 plus facilement la capacité d'une entreprise de financer ses programmes d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières.

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



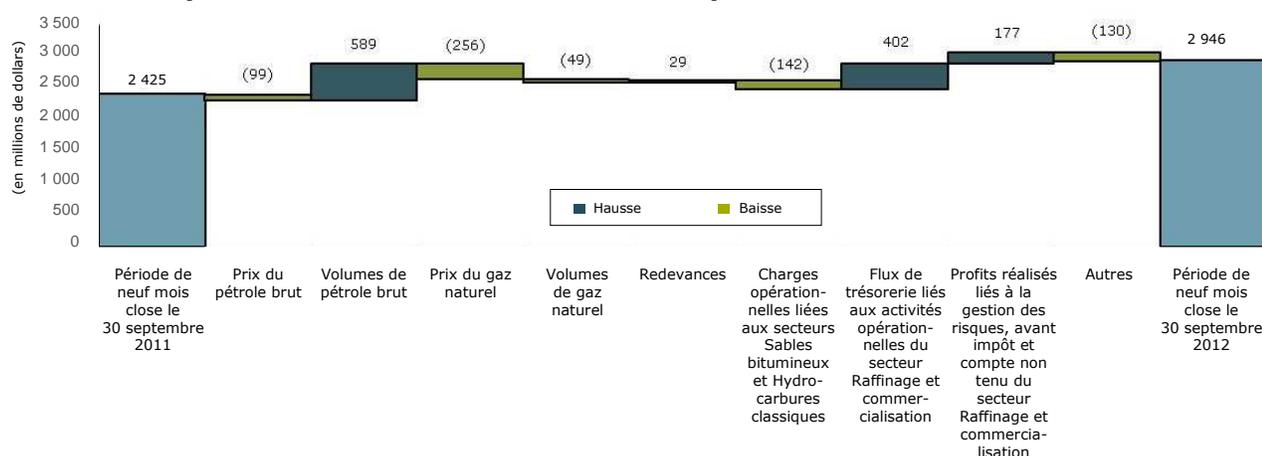
Au troisième trimestre de 2012, les flux de trésorerie de Cenovus ont augmenté de 324 M\$ principalement en raison des facteurs suivants :

- une hausse de 289 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation par suite de l'élargissement des marges de raffinage et des niveaux toujours élevés du débit et de la production de produits raffinés associés à la mise en service de l'unité de cokéfaction du projet CORE à la raffinerie de Wood River au quatrième trimestre de 2011;
- des profits réalisés liés à la gestion des risques, avant impôt et compte non tenu du secteur Raffinage et commercialisation, de 99 M\$, comparativement à des profits de 63 M\$ au troisième trimestre de 2011;
- une baisse des redevances de 9 M\$ attribuable essentiellement au recul des prix de référence du pétrole brut et à la hausse des dépenses d'investissement; et
- une augmentation de 27 % des volumes de vente de pétrole brut par suite de l'accroissement de la production dans toutes les zones opérationnelles.

La progression des flux de trésorerie au troisième trimestre de 2012 a été atténuée par les facteurs suivants :

- une diminution de 38 % du prix de vente moyen du gaz naturel, lequel s'est établi à 2,30 \$ le kpi<sup>3</sup>;
- une diminution de 12 % de la production de gaz naturel, et ce, principalement à cause des baisses normales de rendement prévues et de la sortie d'un bien gazier non essentiel au début du premier trimestre de 2012;
- un repli de 3 % du prix de vente moyen du pétrole brut, à 65,35 \$ le baril;
- une augmentation de 56 M\$ des charges opérationnelles associées au pétrole brut, ce qui a résulté de la forte hausse de la production des phases C et D à Christina Lake ainsi que des charges supplémentaires qui ont été engagées à Foster Creek et Pelican Lake; et
- une hausse de 40 M\$ de la charge d'impôt exigible à cause de l'amélioration des flux de trésorerie liées aux activités opérationnelles au Canada et de la majoration de l'impôt sur le résultat étatique aux États-Unis.

### Variation des flux de trésorerie entre la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 et la période de neuf mois close le 30 septembre 2012



Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, les flux de trésorerie se sont accrus de 521 M\$ principalement en raison des facteurs suivants :

- une hausse de 402 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation par suite de l'élargissement des marges de raffinage et des niveaux toujours élevés du débit et de la production de produits raffinés associés à la mise en service de l'unité de cokéfaction du projet CORE à la raffinerie de Wood River au cours du quatrième trimestre de 2011;
- des profits réalisés liés à la gestion des risques, avant impôt et compte non tenu du secteur Raffinage et commercialisation, de 230 M\$, comparativement à des profits de 53 M\$ pour la même période de 2011;
- une augmentation de 23 % des volumes de vente de pétrole brut par suite de l'accroissement de la production dans toutes les zones opérationnelles; et
- une baisse des redevances de 29 M\$ attribuable essentiellement à la hausse des dépenses d'investissement à Foster Creek et à Pelican Lake ainsi qu'au repli des prix du pétrole brut. Les redevances des neuf premiers mois de 2011 reflétaient l'obtention de l'approbation, par le ministère de l'Énergie de l'Alberta, de l'inclusion des dépenses d'investissement consacrées aux phases d'expansion F, G et H à Foster Creek dans le calcul des redevances liées à ce bien, ce qui avait réduit les redevances d'environ 65 M\$.

La progression des flux de trésorerie au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 a été atténuée par les facteurs suivants :

- une diminution de 40 % du prix de vente moyen du gaz naturel, à 2,25 \$ le kpi<sup>3</sup>;
- une diminution de 8 % de la production de gaz naturel en raison surtout des baisses normales de rendement prévues et de la sortie d'un bien gazier non essentiel au début du premier trimestre de 2012;

- un repli de 3 % du prix de vente moyen du pétrole brut, à 67,89 \$ le baril;
- une augmentation de 181 M\$ des charges opérationnelles survenue en raison surtout de la production de pétrole brut, ce qui a résulté de l'élargissement marqué de la production tirée des phases C et D à Christina Lake ainsi que des charges supplémentaires engagées à l'égard des biens du secteur Hydrocarbures classiques. Les charges opérationnelles à Foster Creek et Pelican Lake ont également affiché une hausse; et
- une augmentation de 94 M\$ de la charge d'impôt exigible à cause de l'amélioration des flux de trésorerie liées aux activités opérationnelles au Canada et de la majoration de l'impôt sur le résultat étatique aux États-Unis.

## RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Résultat net	289 \$	510 \$	1 111 \$	1 212 \$
(Ajouter) déduire :				
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques, après impôt <sup>1)</sup>	(218)	283	(44)	314
Profits (pertes) de change non opérationnels, après impôt <sup>2)</sup>	76	(76)	100	(11)
Profit (perte) à la sortie d'actifs, après impôt	(1)	-	-	2
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>432 \$</b>	<b>303 \$</b>	<b>1 055 \$</b>	<b>907 \$</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 de 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 non opérationnels latents après impôt, 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 de son rendement financier sous-jacent d'une période à l'autre. Le rapprochement du résultat opérationnel ci-dessus vise à fournir des informations qui se prêtent mieux à une comparaison d'une période à l'autre.

Le résultat opérationnel du troisième trimestre de 2012 a été supérieur à celui du même trimestre de 2011 en raison de la progression des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, atténuée par la hausse de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement par suite d'une production accrue et de la montée des taux d'amortissement et d'épuisement, par l'accroissement des frais généraux et frais d'administration attribuable à la hausse des charges au titre des primes d'intéressement à long terme alors qu'un recouvrement de telles charges avait été constaté au troisième trimestre de 2011 et, enfin, par l'augmentation 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) qui a résulté de la progression des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles en amont et à celles de raffinage.

La progression du résultat opérationnel de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 est imputable à l'accroissement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, contrebalancé par la hausse des frais généraux et frais d'administration, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement, les charges de prospection et l'augmentation 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)	Trimestres clos	Périodes de neuf mois closes
Résultat net pour les périodes closes le 30 septembre 2011	510 \$	1 212 \$
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	365	630
Activités non sectorielles et éliminations		
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques, après impôt	(501)	(358)
Profits (pertes) de change latents	123	83
Profit (perte) à la sortie d'actifs	(1)	(3)
Charges <sup>1)</sup>	(63)	(46)
Amortissement et épuisement	(79)	(264)
Charges de prospection	-	(68)
Impôt sur le résultat, à l'exclusion de l'impôt sur les profits (pertes) latents au titre de la gestion des risques	(65)	(75)
<b>Résultat net pour les périodes closes les 30 septembre 2012</b>	<b>289 \$</b>	<b>1 111 \$</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, de l'élément autre profit (perte), montant net ainsi que des charges opérationnelles du secteur Activités non sectorielles et éliminations.

Au troisième trimestre de 2012, le résultat net a diminué de 221 M\$ comparativement au troisième trimestre de 2011, principalement à cause des facteurs suivants :

- l'augmentation des flux de trésorerie liée aux activités opérationnelles dont il est question ci-dessus;
- des pertes latentes liées à la gestion des risques de 218 M\$, après impôt, contre des profits de 283 M\$ au troisième trimestre de 2011;
- des profits de change latents de 60 M\$, alors que des pertes de 63 M\$ avaient été inscrites à ce chapitre au troisième trimestre de 2011, ce qui reflète l'effet du raffermissement du taux de change du dollar canadien au 30 septembre 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 hausse de 79 M\$ de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement imputable à l'accroissement de la production de pétrole brut, à la hausse des taux d'amortissement et d'épuisement par suite de l'augmentation des coûts de mise en valeur futurs et au fait que les coûts en capital du projet CORE seront désormais soumis à amortissement puisque l'unité de cokéfaction a été mise en service au quatrième trimestre de 2011, facteurs qui ont été atténués par une baisse de la production de gaz naturel;
- une augmentation de 66 M\$ des frais généraux et frais d'administration en raison de la hausse des coûts du soutien administratif et des charges au titre des primes d'intéressement à long terme, alors qu'un recouvrement de telles charges avait été inscrit au troisième trimestre de 2011; et
- une augmentation de la charge d'impôt, qui s'est établie à 261 M\$, compte non tenu de l'incidence des profits et pertes latents liés à la gestion des risques, contre 196 M\$ au trimestre correspondant de 2011.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, le résultat net a fléchi de 101 M\$ comparativement à la même période de 2011. Les principaux facteurs qui ont influé sur le résultat net de la période sont les suivants :

- l'augmentation des flux de trésorerie liée aux activités opérationnelles dont il est question ci-dessus;
- des pertes latentes liées à la gestion des risques de 44 M\$, après impôt, contre des profits de 314 M\$ pour la période correspondante de 2011;
- des profits de change latents de 82 M\$, comparativement à une perte de 1 M\$ dans les neuf mois correspondants de 2011, en raison de l'effet de la montée du taux de change du dollar canadien au 30 septembre 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 hausse de 264 M\$ de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement imputable à l'accroissement de la production de pétrole brut ainsi qu'à la hausse des taux d'amortissement et d'épuisement par suite de l'augmentation des coûts de mise en valeur futurs et de la montée des charges amortissables du secteur Raffinage et commercialisation, ce qui a été neutralisé en partie par la baisse de la production de gaz naturel;
- des charges de prospection de 68 M\$;
- une augmentation de 48 M\$ des frais généraux et frais d'administration en raison surtout de la hausse des charges au titre des primes d'intéressement à long terme, des coûts de dotation en personnel et du soutien administratif; et
- une augmentation de la charge d'impôt, qui s'est établie à 608 M\$, compte non tenu de l'incidence des profits et pertes latents liés à la gestion des risques, contre 533 M\$ à la période correspondante de 2011.

## DÉPENSES D'INVESTISSEMENT, MONTANT NET

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	30 septembre		closes les	
	2012	2011	2012	2011
Sables bitumineux	516 \$	306 \$	1 606 \$	950 \$
Hydrocarbures classiques	231	193	591	458
Raffinage et commercialisation	38	101	60	320
Activités non sectorielles	45	31	133	92
Dépenses d'investissement	830	631	2 390	1 820
Acquisitions	8	1	44	22
Sorties d'actifs	-	-	(65)	(9)
<b>Dépenses d'investissement, montant net<sup>1)</sup></b>	<b>838 \$</b>	<b>632 \$</b>	<b>2 369 \$</b>	<b>1 833 \$</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.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2012, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont augmenté par rapport aux périodes correspondantes de 2011. Leur hausse est essentiellement attribuable aux dépenses accrues liées à l'assemblage de modules et à la construction des installations de la phase F, aux travaux de clapage, à la fabrication d'acier et à l'achat d'équipement majeur pour la phase G et à la conception technique de la phase H à Foster Creek. À Christina Lake, les dépenses d'investissement plus élevées ont visé notamment la construction des installations de la phase E ainsi que la préparation du site, la conception technique et la fabrication d'équipement majeur de la phase F. À Pelican Lake, les dépenses d'investissement ont compris le forage intercalaire en prévision de l'élargissement du programme d'injection de polymères, les travaux d'agrandissement des installations, la construction des pipelines et les investissements de maintien. Les dépenses d'investissement en 2012 ont également permis le forage de 429 puits d'essai stratigraphique bruts, ce qui est moindre que les 443 puits bruts forés durant la période de neuf mois close le 30 septembre 2011. Les résultats de ces puits d'essai stratigraphique serviront la cause de l'expansion et de la mise en valeur des projets du secteur Sables bitumineux.

Les dépenses d'investissement du secteur Hydrocarbures classiques pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2012 ont été effectuées surtout pour la mise en valeur des biens de pétrole brut de la société, notamment des forages, des complétions et l'exécution de travaux aux installations dans les zones de Lower Shaunavon et de Bakken, en Saskatchewan, ainsi que sur les programmes de forage de pétrole avare en Alberta. Le programme d'investissement de ce secteur vise la réalisation, d'ici la fin de 2016, de son objectif de production de pétrole brut, soit 65 000 à 75 000 barils par jour.

Quant aux dépenses d'investissement du secteur Raffinage et commercialisation pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2012, elles ont porté essentiellement sur des investissements de maintien et des projets visant à accroître la fiabilité, puisque la construction et les activités de démarrage de l'unité de cokéfaction du projet CORE à la raffinerie de Wood River sont terminées. Par ailleurs, la société a comptabilisé, au premier trimestre de 2012, des crédits d'impôt de l'État de l'Illinois de 14 M\$ en lien avec des dépenses d'investissement engagées à la raffinerie de Wood River dans des périodes antérieures, ce qui a réduit le montant des dépenses d'investissement en 2012.

Les dépenses d'investissement comprennent les sommes consacrées au développement de technologies. Les équipes de la société recherchent continuellement des moyens de parfaire les technologies existantes ou d'en concevoir de nouvelles afin d'améliorer les techniques de récupération employées pour accéder au pétrole brut et au gaz naturel. L'un des objectifs permanents de la société consiste en la mise au point des technologies à même d'accroître la production tout en réduisant au minimum l'utilisation d'eau, de gaz naturel, d'électricité et de terrains. 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 en œuvre lors du démarrage de la phase C à Christina Lake.

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

### Acquisitions et sorties d'actifs

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

## DÉCISIONS RELATIVES AUX DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

Le tableau ci-après présente les résultats du processus de répartition des capitaux de la société. Il est important de comprendre que son approche rigoureuse en matière de répartition des capitaux met en jeu l'établissement des priorités suivantes quant à l'affectation des flux de trésorerie :

- 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 d'investissement déjà prévus.

Ce processus de répartition des capitaux comporte l'évaluation de toutes les possibilités à l'aide de critères rigoureux ainsi que l'atteinte de l'objectif de Cenovus, soit maintenir une structure financière prudente et souple et une situation financière vigoureuse de sorte à demeurer financièrement solide lorsque ses flux de trésorerie baissent.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	30 septembre		closes les	
	2012	2011	2012	2011
Flux de trésorerie	1 117 \$	793 \$	2 946 \$	2 425 \$
Dépenses d'investissement (capitaux engagés et capital-développement)	830	631	2 390	1 820
Flux de trésorerie disponibles <sup>1)</sup>	287	162	556	605
Dividendes versés	166	150	498	452
	121 \$	12 \$	58 \$	153 \$

<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 société atténue son exposition aux risques financiers, incluant ceux liés aux flux de trésorerie, en ayant recours à divers instruments financiers et à des contrats physiques. Sa stratégie de gestion des risques consiste notamment à utiliser des instruments financiers en vue de préserver et de stabiliser une partie de ses flux de trésorerie. Afin de réduire son exposition aux écarts de prix du pétrole lourd, Cenovus a, au troisième trimestre, conclu avec un utilisateur final de pétrole brut un accord de vente à long terme en vertu duquel elle lui livrera des qualités précises de brut qu'elle produit.

Les instruments financiers sont comptabilisés à la valeur de marché à la date de clôture. Les variations des profits ou pertes à la valeur de marché sur ces instruments ont une incidence sur le résultat net jusqu'au règlement des contrats en question et sont engendrées par la volatilité des prix à terme des marchandises et les fluctuations du solde des contrats non réglés.

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 aux états financiers consolidés intermédiaires.

## Incidence financière des activités de gestion des risques

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre					
	2012			2011		
	Montants réalisés	Montants latents	Total	Montants réalisés	Montants latents	Total
Pétrole brut	26 \$	(189) \$	(163) \$	8 \$	353 \$	361 \$
Gaz naturel	65	(83)	(18)	46	11	57
Raffinage	6	(11)	(5)	16	15	31
Électricité	2	(10)	(8)	9	2	11
Profits (pertes) liés à la gestion des risques	99	(293)	(194)	79	381	460
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	26	(75)	(49)	23	98	121
Profits (pertes) liés à la gestion des risques, après impôt	73 \$	(218) \$	(145) \$	56 \$	283 \$	339 \$

En ce qui concerne ses activités de gestion des risques, la société a adopté une approche qui lui permet d'avoir une vue mieux intégrée des risques que posent tant ses activités en amont que celles de raffinage. Elle reconnaît que, dans l'ensemble, sa position acheteur eu égard aux produits raffinés est désormais plus étroitement liée au brut Brent qu'au WTI. Afin que son programme global de gestion des risques reflète davantage cette exposition, elle a, au troisième trimestre, converti tous ses instruments financiers sur le brut WTI pour 2013 en des instruments portant sur le Brent. De plus, par voie d'instruments financiers, elle a établi le prix de 17 000 barils supplémentaires par jour au prix fixe du Brent, ce qui fait qu'elle vendra un total de 37 000 barils par jour à un prix moyen pondéré du Brent de 111,97 \$ US le baril. Cenovus a également conclu avec un utilisateur final de pétrole brut un accord visant la vente à long terme de qualités précises de pétrole à des prix représentant des écarts fixes entre le pétrole léger et le pétrole lourd. Les notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires présentent les détails sur les volumes et les prix établis aux termes d'instruments financiers.

Au troisième trimestre de 2012, sa stratégie de gestion du risque marchandises a engendré des profits réalisés sur les instruments financiers liés au pétrole brut et au gaz naturel. Même si le prix de clôture du pétrole brut Brent au 30 septembre dépassait de 14,59 \$ US le baril celui au 30 juin, le prix moyen du troisième trimestre s'est apprécié de moins de 1 \$. Par conséquent, la société a inscrit un profit réalisé sur ses instruments financiers liés au pétrole brut. Même si, pour la première fois depuis plus d'un an, les prix du gaz naturel se sont raffermis, elle a constaté un profit réalisé sur ses instruments financiers liés au gaz naturel grâce aux prix contractuels. Au troisième trimestre, elle a inscrit une perte latente sur ses contrats financiers associés au pétrole brut et au gaz naturel à cause de la majoration des prix à terme des marchandises.

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	2012			2011		
	Montants réalisés	Montants latents	Total	Montants réalisés	Montants latents	Total
Pétrole brut	26 \$	102 \$	128 \$	(96) \$	418 \$	322 \$
Gaz naturel	200	(144)	56	143	(38)	105
Raffinage	18	(3)	15	3	16	19
Électricité	-	(15)	(15)	6	26	32
Profits (pertes) liés à la gestion des risques	244	(60)	184	56	422	478
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	64	(16)	48	15	108	123
Profits (pertes) liés à la gestion des risques, après impôt	180 \$	(44) \$	136 \$	41 \$	314 \$	355 \$

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, la stratégie de gestion du risque marchandises de la société s'est soldée par des profits réalisés sur ses instruments financiers liés au pétrole brut et au gaz naturel. Elle a réalisé des profits sur ses instruments financiers liés au pétrole brut puisque les prix de ce pétrole ont été moindres que ceux fixés par contrat. De même, elle a réalisé des profits sur ses instruments financiers liés au gaz naturel car les prix de ce combustible ont été inférieurs à ses prix contractuels.

Les profits latents qui ont été constatés sur les instruments financiers liés au pétrole brut dans la première moitié de 2012 ont été contrebalancés en partie par les pertes latentes du troisième trimestre, lesquelles ont découlé de l'augmentation des prix à terme du pétrole brut. Depuis le début de 2012, les instruments financiers liés au gaz naturel se sont soldés par des pertes latentes à cause de la majoration des prix à terme de ce combustible. Pour de plus amples renseignements sur les volumes et les prix contractuels, il y a lieu de se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires.

## RÉSULTATS OPÉRATIONNELS

### VOLUMES DE PRODUCTION DE PÉTROLE BRUT

(b/j)	T3 2012	T2 2012	T1 2012	T4 2011	T3 2011	T2 2011	T1 2011	T4 2010	T3 2010
Sables bitumineux									
Foster Creek	63 245	51 740	57 214	55 045	56 322	50 373	57 744	52 183	50 269
Christina Lake	32 380	28 577	24 733	19 531	10 067	7 880	9 084	8 606	7 838
Pelican Lake	23 539	22 410	20 730	20 558	20 363	19 427	21 360	21 738	23 259
Hydrocarbures classiques									
Pétrole lourd	15 492	15 703	16 624	15 512	15 305	15 378	16 447	16 553	16 921
Pétrole moyen et léger	35 695	36 149	36 411	32 530	30 399	27 617	31 539	29 323	28 608
Liquides de gaz naturel <sup>1)</sup>	999	987	1 138	1 097	1 040	1 087	1 181	1 190	1 172
	171 350	155 566	156 850	144 273	133 496	121 762	137 355	129 593	128 067

<sup>1)</sup> Les volumes de liquides de gaz naturel comprennent ceux de condensats.

Durant le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2012, le total de la production de pétrole brut a été supérieur à celui des mêmes périodes de 2011 en raison de l'excellent rendement des puits et de l'optimisation des installations à Foster Creek, du démarrage des phases C et D à Christina Lake et de l'accroissement de la production à Pelican Lake qu'a permis le programme de forage intercalaire et d'injection de polymères que la société y a mené. Les résultats fructueux de son programme de forage en Alberta ainsi que les forages, les complétions et les travaux exécutés aux installations en Saskatchewan ont également contribué à l'essor de la production. Pour de plus amples renseignements sur les variations de la production de pétrole brut, voir la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

### VOLUMES DE PRODUCTION DE GAZ NATUREL

(Mpi <sup>3</sup> par jour)	T3 2012	T2 2012	T1 2012	T4 2011	T3 2011	T2 2011	T1 2011	T4 2010	T3 2010
Hydrocarbures classiques	550	563	595	622	617	617	620	649	694
Sables bitumineux	27	33	41	38	39	37	32	39	44
	577	596	636	660	656	654	652	688	738

La production de gaz naturel de la société a fléchi de 79 Mpi<sup>3</sup> par jour entre le troisième trimestre de 2011 et celui de 2012 étant donné que le montant peu élevé des dépenses d'investissement n'a pu contrebalancer les baisses de base et qu'une sortie d'un bien non essentiel a eu lieu au début du premier trimestre de 2012. Exclusion faite de cette sortie, la production de gaz naturel de la société aurait diminué de 9 % en raison des baisses normales de rendement. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, la production de gaz naturel de la société a fléchi de 53 Mpi<sup>3</sup> par jour et s'est ainsi établie à 602 Mpi<sup>3</sup> par jour (655 Mpi<sup>3</sup> par jour en 2011). Cette diminution est essentiellement attribuable aux facteurs qui ont nui à la production au troisième trimestre, compensée en partie par le fait que, contrairement à ce qui était survenu dans la première moitié de 2011, les conditions météorologiques n'ont causé aucun problème de production. Compte non tenu des répercussions de la sortie d'un bien au premier trimestre, la production de gaz naturel de la société aurait diminué de 5 %. Pour de plus amples renseignements sur la production de gaz naturel, voir la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

## PRIX NETS OPÉRATIONNELS

	Trimestres clos les 30 septembre			
	2012		2011	
	Pétrole brut (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	Pétrole brut (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )
Prix <sup>1)</sup>	65,35 \$	2,30 \$	67,43 \$	3,72 \$
Redevances	7,83	0,02	10,55	0,05
Transport et fluidification <sup>1)</sup>	2,45	0,08	2,38	0,15
Charges opérationnelles	14,14	1,08	13,16	0,99
Taxe à la production et impôts miniers	0,53	0,02	0,57	0,03
Prix net, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques	40,40	1,10	40,77	2,50
Profits (pertes) réalisés liés à la gestion des risques	2,02	1,24	0,75	0,76
Prix net, compte tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques	42,42 \$	2,34 \$	41,52 \$	3,26 \$

<sup>1)</sup> Les prix du pétrole brut et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte des achats de condensats utilisés pour la fluidification du pétrole brut de 23,06 \$ le baril (21,14 \$ le baril en 2011).

Au troisième trimestre de 2012, le prix net moyen obtenu pour le pétrole brut, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a été relativement stable par rapport à celui d'il y a un an, ne baissant que de 0,37 \$ le baril. Les prix de vente se sont affaiblis durant le trimestre à cause d'une diminution de ceux obtenus pour la production de Christina Lake attribuable à l'écart entre le Christina Dilbit Blend (« CDB ») et le WCS et du recul des prix du pétrole classique en lien avec celui des prix de référence. Ces facteurs ont été contrebalancés par la baisse des taux de redevances, ce qui témoigne de la diminution des prix de vente durant le trimestre et de la hausse des dépenses d'investissement. Les prix nets ont également été touchés par la montée des charges opérationnelles en raison des coûts associés à la main-d'œuvre, aux activités de reconditionnement ainsi qu'à la manutention et au transport par camion des fluides et des déchets.

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 1,40 \$ le kpi<sup>3</sup> au troisième trimestre de 2012, ce qui a découlé principalement du repli des prix de vente durant ces trois mois.

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	2012		2011	
	Pétrole brut (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	Pétrole brut (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )
Prix <sup>1)</sup>	67,89 \$	2,25 \$	70,15 \$	3,75 \$
Redevances	6,91	0,03	9,18	0,06
Transport et fluidification <sup>1)</sup>	2,69	0,10	2,45	0,15
Charges opérationnelles	14,27	1,05	13,25	1,05
Taxe à la production et impôts miniers	0,56	0,02	0,53	0,05
Prix net, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques	43,46	1,05	44,74	2,44
Profits (pertes) réalisés liés à la gestion des risques	0,66	1,21	(2,66)	0,80
Prix net, compte tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques	44,12 \$	2,26 \$	42,08 \$	3,24 \$

<sup>1)</sup> Les prix du pétrole brut et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte des achats de condensats utilisés pour la fluidification du pétrole brut lourd de 26,96 \$ le baril (24,07 \$ le baril en 2011).

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, le prix net moyen obtenu pour le pétrole brut, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a baissé de 1,28 \$ le baril du fait essentiellement d'une diminution des prix de vente de la production de Christina Lake attribuable à l'écart entre le CDB et le WCS. Les redevances ont baissé en raison du recul des prix de vente et de la hausse des dépenses d'investissement. Les prix nets ont également été touchés par la hausse des charges opérationnelles, hausse résultant de l'accroissement des coûts associés à la main-d'œuvre, aux activités de reconditionnement supplémentaires et au transport par camion des déchets et des fluides.

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 1,39 \$ le kpi<sup>3</sup> entre les neuf premiers mois de 2011 et la même période de 2012, ce qui a découlé en grande partie de la baisse des prix de vente, laquelle a été compensée en partie par la diminution des redevances et des frais de transport.

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

## **SECTEURS À PRÉSENTER**

### **SABLES BITUMINEUX**

Dans le nord-est de l'Alberta, Cenovus est associée à 50 % dans les projets de sables bitumineux de Foster Creek et de Christina Lake et son bien Pelican Lake, entièrement détenu, produit du pétrole lourd. La société détient également 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 lui est adjacent.

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

- une première production a été tirée de la phase D à Christina Lake vers la fin de juillet 2012;
- la production brute quotidienne à Christina Lake a atteint un sommet de plus de 87 000 barils par jour;
- la production à Christina Lake s'est établie en moyenne à 32 380 barils par jour, ayant ainsi plus que triplé par suite du démarrage des phases C et D aux troisièmes trimestres de 2011 et de 2012, respectivement;
- la production a atteint une moyenne de 63 245 barils par jour à Foster Creek, pour une hausse de 12 % imputable à l'amélioration du rendement des puits et à l'optimisation des installations; et
- la production moyenne à Pelican Lake a été de 23 539 barils par jour, soit une progression de 16 % attribuable aux programmes de forage intercalaire et d'injection de polymères.

### **SABLES BITUMINEUX – PÉTROLE BRUT**

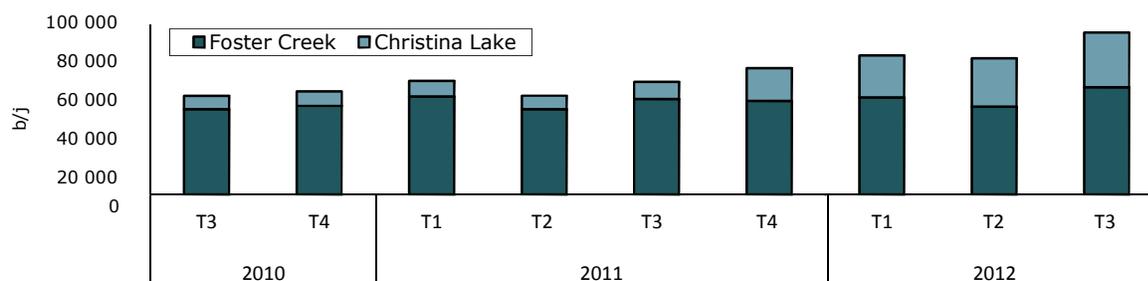
#### *Résultats financiers*

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>Trimestres clos les</b>		<b>Périodes de neuf mois</b>	
	<b>30 septembre</b>		<b>closes les</b>	
	<b>2012</b>	2011	<b>2012</b>	2011
Chiffre d'affaires brut	<b>998 \$</b>	736 \$	<b>2 994 \$</b>	2 286 \$
Moins les redevances	<b>84</b>	82	<b>175</b>	189
Produits des activités ordinaires	<b>914</b>	654	<b>2 819</b>	2 097
Charges				
Frais de transport et de fluidification	<b>367</b>	263	<b>1 211</b>	868
Charges opérationnelles	<b>142</b>	103	<b>405</b>	301
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	<b>(23)</b>	(8)	<b>(20)</b>	61
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	<b>428</b>	296	<b>1 223</b>	867
Dépenses d'investissement	<b>515</b>	309	<b>1 600</b>	938
Excédent (déficit) des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	<b>(87) \$</b>	(13) \$	<b>(377) \$</b>	(71) \$

## Volumes de production

Pétrole brut (b/j)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2012	2012 vs 2011	2011	2012	2012 vs 2011	2011
Foster Creek	63 245	12 %	56 322	57 421	5 %	54 808
Christina Lake	32 380	222 %	10 067	28 577	217 %	9 014
Total partiel	95 625	44 %	66 389	85 998	35 %	63 822
Pelican Lake	23 539	16 %	20 363	22 231	9 %	20 380
	<b>119 164</b>	<b>37 %</b>	<b>86 752</b>	<b>108 229</b>	<b>29 %</b>	<b>84 202</b>

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



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

## Variation des produits des activités ordinaires

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2011	Prix	Volume	Redevances	Condensats <sup>1)</sup>	Trimestre clos le 30 septembre 2012
	654 \$	(13)	176	(2)	99	914 \$

<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.

Au troisième trimestre de 2012, le prix de vente moyen du pétrole brut de la société a diminué de 2 % par rapport à il y a un an pour s'établir à 61,71 \$ le baril, ce qui reflète la baisse du prix de référence du WCS et la progression des volumes de vente de CDB à un prix inférieur à celui du WCS, ce qui a été contrebalancé en partie par la réduction des coûts liés aux condensats. La société s'attend à ce que l'écart de prix entre le CDB et le WCS continue de rétrécir puisqu'un plus grand nombre de raffineries clientes adopte le CDB. Ces raffineries englobent celle de Wood River, laquelle a traité environ 28 000 barils par jour de CDB durant le trimestre. Quelque 85 % de la production à Christina Lake est vendue sous forme de CDB, et le reste l'est sous forme de WCS, sous réserve d'une charge de péréquation liée à la qualité.

À Christina Lake, l'augmentation significative de la production a découlé du démarrage des phases C et D aux troisième trimestres de 2011 et de 2012, respectivement. La phase D accroît de 40 000 barils par jour la capacité de production brute prévue, la portant ainsi à un total de 98 000 barils par jour. À Foster Creek, la production a augmenté entre le troisième trimestre de 2011 et la même période de 2012 grâce à l'amélioration du rendement des puits et à l'optimisation des installations. Celles-ci affichent toujours un excellent rendement et la production brute y a atteint en moyenne plus de 126 000 barils par jour au troisième trimestre, ce qui est supérieur à leur capacité de production. La production réalisée à Pelican Lake a constamment augmenté au cours des cinq derniers trimestres. Sa production moyenne a, au troisième trimestre de 2012, dépassé de 16 % celle des trois mêmes mois de 2011 grâce au programme de forage intercalaire et des activités d'injection de polymères.

Le calcul des redevances pour les projets de sables bitumineux de la société varie d'un bien à l'autre. À Christina Lake, les redevances antérieures à la récupération des coûts sont fondées sur le prix de référence du WTI en dollars canadiens et sur les volumes. Les redevances exigées pour les projets qui ont atteint le stade de récupération des coûts à Foster Creek et Pelican Lake sont calculées en fonction du profit net et sont touchées par les volumes, par les prix annualisés du WTI ainsi que par les charges opérationnelles et les dépenses d'investissement autorisées. Pour le

trimestre clos le 30 septembre 2012, les redevances ont été comparables à celles de la même période de 2011, l'augmentation des dépenses d'investissement à Pelican Lake et Foster Creek ayant été contrebalancée par la croissance de la production et la majoration des prix prévisionnels du WTI en 2012. Au troisième trimestre de 2012, les taux de redevance réels se sont établis à 19,1 % pour Foster Creek (20,6 % en 2011), à 5,3 % pour Christina Lake (5,7 % en 2011) et à 6,6 % pour Pelican Lake (12,7 % en 2011).

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 104 M\$ au troisième trimestre de 2012. La portion engagée en lien avec les condensats a été de 99 M\$ et a découlé des volumes supplémentaires de condensats nécessaires à des fins de fluidification en raison de l'augmentation de la production à Foster Creek et à Christina Lake, ce qui a été atténué par la baisse du coût moyen des condensats. Les frais de transport se sont accrus en raison de la hausse du volume de production à Christina Lake. Cette hausse a été neutralisée en partie par la baisse des charges de transport par le réseau pipelinier de Trans Mountain aux termes de l'engagement à long terme de la société envers le service garanti, qui a commencé en février 2012.

Les charges opérationnelles du troisième trimestre de 2012 ont représenté essentiellement les coûts liés à la main-d'œuvre, aux reconditionnements, aux travaux de réparation et de maintenance et au carburant à Foster Creek et Christina Lake. Au total, les charges opérationnelles ont augmenté de 39 M\$ au troisième trimestre de 2012 en raison principalement de la hausse des niveaux de dotation en personnel, de l'utilisation de carburant et de produits chimiques ainsi que de la manutention des fluides et des déchets en lien avec le démarrage des phases C et D à Christina Lake aux troisième trimestres de 2011 et de 2012, respectivement. À Christina Lake, les charges opérationnelles par baril ont diminué de 41 % pour s'établir à 13,59 \$, ce qui est imputable à l'accroissement de la production. Les charges opérationnelles ont augmenté de 11 M\$ à Pelican Lake en raison de la hausse des niveaux de dotation en personnel, des reconditionnements, des travaux de réparation et de maintenance et de l'utilisation de produits chimiques. Les charges opérationnelles ont augmenté de 8 M\$ à Foster Creek en raison surtout de la hausse des niveaux de dotation en personnel.

Les activités liées à la gestion des risques ont donné lieu à des profits réalisés de 23 M\$ (profits de 8 M\$ en 2011), ce qui cadre avec le fait que, au troisième trimestre de 2012, les prix contractuels de la société ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

Période de neuf mois close le 30 septembre 2012 par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 2011

### *Variation des produits des activités ordinaires*

(en millions de dollars)	Période de neuf mois close le 30 septembre 2011					Période de neuf mois close le 30 septembre 2012
	Prix	Volume	Redevances	Condensats <sup>1)</sup>		
	2 097 \$	(59)	441	14	326	<b>2 819 \$</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.

Pour les neuf premiers mois de 2012, le prix de vente moyen du pétrole brut de la société s'est établi à 63,07 \$ le baril, ce qui représente 3 % de moins qu'il y a un an. Depuis le début de 2012, quelque 70 % de la production à Christina Lake est vendue sous forme de CDB et le reste l'est sous forme de WCS et est assujéti à une charge de péréquation liée à la qualité.

La forte augmentation de la production à Christina Lake au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 vient du démarrage de la phase C au troisième trimestre de 2011 et de la mise en production de la phase D vers la fin du mois de juillet 2012. À Foster Creek, la production a dépassé celle des neuf mois correspondants de 2011 en raison du fait que les installations ont continué de fonctionner à un rythme supérieur à leur capacité nominale brute et que les puits ont affiché un excellent rendement. La production à Pelican Lake a augmenté de façon continue et, en moyenne, a dépassé de 9 % celle de la période correspondante de 2011. L'augmentation enregistrée à Pelican Lake a résulté des puits intercalaires qui ont été mis en production dans les deuxième et troisième trimestres de 2012. En 2011, la production à Pelican Lake avait été réduite d'environ 1 100 barils par jour à cause d'une révision prévue des installations et des feux de friches qui avaient fait rage au deuxième trimestre.

Le calcul des redevances pour les projets de sables bitumineux de la société varie d'un bien à l'autre. À Christina Lake, les redevances antérieures à la récupération des coûts sont fondées sur le prix de référence du WTI en dollars canadiens et sur les volumes. Les redevances relatives aux projets qui ont atteint le stade de récupération des coûts à Foster Creek et Pelican Lake sont calculées en fonction du profit net et sont touchées par les volumes, par les prix annualisés du WTI ainsi que par les charges opérationnelles et les dépenses d'investissement autorisées. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, les redevances ont diminué de 14 M\$ en raison surtout de l'augmentation des dépenses d'investissement à Pelican Lake et à Foster Creek, ce qui a été compensé en partie par l'essor de la production aux trois biens du secteur Sables bitumineux et par la hausse des prix prévisionnels du WTI

en 2012. Les redevances avaient également fléchi en 2011 par suite de l'obtention de l'approbation, par le ministère de l'Énergie de l'Alberta, de l'inclusion des dépenses d'investissement consacrées aux phases d'expansion F, G et H à Foster Creek dans le calcul des redevances exigées pour ce bien. Dans la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, les taux de redevance réels se sont établis à 13,0 % pour Foster Creek (14,8 % en 2011), à 6,4 % pour Christina Lake (5,6 % en 2011) et à 5,1 % pour Pelican Lake (12,1 % en 2011).

Les frais de transport et de fluidification ont monté de 343 M\$ au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012. La majeure partie de cette hausse, soit 326 M\$, est imputable aux volumes supplémentaires de condensats nécessaires à des fins de fluidification en raison de l'augmentation de la production à Foster Creek et à Christina Lake, ce qui a été atténué par la baisse du coût moyen des condensats. Les frais de transport ont également été touchés par une production accrue à Christina Lake. Ce facteur a été neutralisé en partie par la baisse des charges de transport par le réseau pipelinier de Trans Mountain aux termes de l'engagement à long terme de la société envers le service garanti, qui a commencé en février 2012.

Les charges opérationnelles pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 ont été essentiellement sous forme de coûts liés à la main-d'œuvre, aux reconditionnements, aux travaux de réparation et de maintenance et à l'utilisation de produits chimiques dans les trois installations ainsi que de coûts du carburant à Foster Creek et à Christina Lake. Au total, les charges opérationnelles ont augmenté de 104 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2012 en raison surtout de la hausse des niveaux de dotation en personnel, de l'utilisation de carburant et de produits chimiques, des reconditionnements ainsi que de la manutention des fluides et des déchets en lien avec le démarrage des phases C et D à Christina Lake aux troisièmes trimestres de 2011 et de 2012, respectivement. À Christina Lake, les charges opérationnelles par baril ont diminué de 37 % pour s'établir à 13,76 \$, ce qui est imputable à l'accroissement de la production. Les charges opérationnelles ont augmenté de 29 M\$ à Pelican Lake en raison surtout d'autres reconditionnements, des coûts de la main-d'œuvre, d'une utilisation accrue de produits chimiques et de l'accroissement des travaux de réparation et de maintenance. Les charges opérationnelles ont monté de 22 M\$ à Foster Creek par suite de la hausse des coûts de la main-d'œuvre, des reconditionnements ainsi que de l'intensification des activités de transport des déchets et des fluides par camion.

Les activités liées à la gestion des risques ont engendré des profits réalisés de 20 M\$ (pertes de 61 M\$ en 2011), ce qui cadre avec le fait que, dans la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, les prix contractuels de la société ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

## SABLES BITUMINEUX – GAZ NATUREL

Le secteur Sables bitumineux comprend les activités liées au gaz naturel détenues à 100 % par la société dans la région d'Athabasca et d'autres biens gaziers de moindre importance. Sa production de gaz naturel a diminué, pour s'établir à 27 Mpi<sup>3</sup> par jour au troisième trimestre de 2012 (39 Mpi<sup>3</sup> par jour en 2011), en raison des baisses normales de rendement prévues, compensées en partie par la réduction de l'utilisation de sa production de gaz naturel à Foster Creek. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, sa production de gaz naturel a légèrement fléchi, s'établissant ainsi à 33 Mpi<sup>3</sup> par jour (37 Mpi<sup>3</sup> par jour en 2011), et ce, en raison des mêmes facteurs.

Combiné au fléchissement des prix, la baisse de la production de gaz naturel a entraîné une diminution des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles à 8 M\$ au troisième trimestre de 2012 (17 M\$ en 2011). De même, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont contractés et ont été de 21 M\$ (40 M\$ en 2011), ce qui a résulté à la fois de la réduction des prix du gaz naturel de la baisse de la production.

## SABLES BITUMINEUX – DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	30 septembre		closes les	
	2012	2011	2012	2011
Foster Creek	199 \$	110 \$	527 \$	290 \$
Christina Lake	147	117	412	346
Total partiel	346	227	939	636
Pelican Lake	128	70	371	185
Narrows Lake	7	1	25	13
Telephone Lake	13	2	117	33
Grand Rapids	7	1	46	14
Autres <sup>1)</sup>	15	5	108	69
Dépenses d'investissement <sup>2)</sup>	516 \$	306 \$	1 606 \$	950 \$

<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.

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

Les dépenses d'investissement à Foster Creek ont augmenté en 2012, en regard d'il y a un an, du fait surtout de l'accroissement des sommes consacrées à l'assemblage de modules et à la construction des installations de la phase F, aux travaux de clapage, à la fabrication d'acier et à l'achat d'équipement majeur pour la phase G et à la conception technique de la phase H. Les dépenses d'investissement engagées depuis le début du présent exercice ont compris le forage de 124 puits d'essai stratigraphique bruts (111 puits en 2011).

À Christina Lake, les dépenses d'investissement ont augmenté de 2011 à 2012 par suite essentiellement de la construction des installations de la phase E ainsi que de la préparation du site, de la conception technique et de la fabrication d'équipement majeur pour la phase F. En 2012, les dépenses d'investissement ont également servi au forage de puits d'essai stratigraphique (28 puits bruts en 2012; 59 puits bruts en 2011). L'augmentation de ces dépenses a été annulée en partie par l'achèvement des travaux de construction des phases C et D aux deuxièmes trimestres de 2011 et de 2012, respectivement. De la vapeur a été produite pour la première fois à la phase D au deuxième trimestre et vers la fin de juillet 2012, une première production y a été réalisée. La mise en production de la phase E devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2013.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2012, les dépenses d'investissement à Pelican Lake ont porté essentiellement sur le forage intercalaire en vue de l'injection de polymères, l'agrandissement des installations, la construction de pipelines et des investissements de maintien. Les sommes consacrées aux installations ont visé surtout l'augmentation de la capacité de manutention des fluides à Pelican Lake par voie d'ajouts et de la modernisation des unités de purification des hydrocarbures et des pipelines de transport de pétrole sous forme d'émulsion.

Le reste des dépenses d'investissement en 2012 a été engagé aux fins du forage de puits d'essai stratigraphique et d'observation, et ce, principalement dans la région de Borealis, à Narrows Lake, à Grand Rapids et à Telephone Lake, ainsi que de l'avancement du projet de déshydratation à Telephone Lake.

### *Puits productifs*

<i>(nombre de puits productifs bruts forés<sup>1)</sup>)</i>	<b>Périodes de neuf mois closes les 30 septembre</b>	
	<b>2012</b>	2011
Foster Creek	<b>20</b>	15
Christina Lake	<b>25</b>	16
Total partiel	<b>45</b>	31
Pelican Lake	<b>52</b>	19
Grand Rapids	<b>1</b>	-
Autres	<b>-</b>	3
	<b>98</b>	53

<sup>1)</sup> Compte tenu de puits forés à l'aide de la technologie Wedge Well<sup>MC</sup> de Cenovus.

### *Puits d'essai stratigraphique*

Conformément à sa stratégie qui consiste à optimiser la valeur de ses ressources, Cenovus a parachevé un autre vaste programme de forage de puits d'essai stratigraphique au premier trimestre de 2012. Les puits d'essai stratigraphique forés à Foster Creek et à Christina Lake visent le soutien des prochaines phases d'expansion, tandis que les autres puits d'essai stratigraphique qui ont été forés servent toujours à la collecte de données sur la qualité des projets de la société et à l'appui des demandes d'autorisation réglementaire des projets. Afin de réduire les répercussions sur les infrastructures locales, le forage de puits d'essai stratigraphique a lieu surtout durant les mois d'hiver, soit généralement à la fin du quatrième trimestre et au début du premier trimestre.

(nombre de puits d'essai stratigraphique bruts forés)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2012	2011
Foster Creek	124	111
Christina Lake	28	59
Total partiel	152	170
Pelican Lake	5	59
Narrows Lake	38	41
Grand Rapids	41	38
Telephone Lake	29	40
Borealis (y compris Steepbank)	58	44
Autres	106	51
	429	443

De plus, au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, Cenovus a foré 26 puits d'observation (aucun 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 et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan. Les biens que ce secteur détient en Alberta regroupent des biens de gaz naturel et de pétrole brut qui dégagent des flux de trésorerie prévisibles et des biens de pétrole avare en voie de mise en valeur. Les biens que Cenovus détient en Saskatchewan comprennent le projet de récupération assistée des hydrocarbures par injection de dioxyde de carbone à Weyburn et les biens de pétrole brut à Lower Shaunavon et Bakken. Les biens établis de ce secteur revêtent une importance stratégique du fait de leurs réserves de longue durée, de leur exploitation stable et de 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 dans ses biens existants et dans de nouvelles régions, en particulier les zones potentielles de pétrole avare.

Les principaux facteurs qui ont influé sur le secteur Hydrocarbures classiques au troisième trimestre de 2012 comprennent les suivants :

- la production de pétrole brut en Alberta s'est établie en moyenne à 29 833 barils par jour, ayant augmenté de 10 % en raison surtout des résultats fructueux des programmes de forage visant du pétrole avare et du fait qu'en regard du même trimestre de 2011, les conditions météorologiques et l'accès ont posé moins de problèmes;
- la production moyenne de pétrole brut provenant des gisements de pétrole avare à Lower Shaunavon et Bakken a, grâce aux travaux continus de forage, progressé de 56 % pour s'établir à 6 252 barils par jour;
- la construction d'installations pétrolières à Lower Shaunavon a été parachevée et les activités de mise en service ont débuté;
- la production de gaz naturel a diminué de 11 % pour s'établir à 550 Mpi<sup>3</sup> par suite de la cession d'un bien non essentiel au début du premier trimestre de 2012 et des baisses normales de rendement prévues;
- les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables aux biens gaziers du secteur Hydrocarbures classiques ont dépassé de 111 M\$ les dépenses d'investissement; et
- la société a continué d'axer ses activités sur le pétrole brut, consacrant ainsi 231 M\$ aux forages, aux complétions et aux installations.

## HYDROCARBURES CLASSIQUES – PÉTROLE BRUT

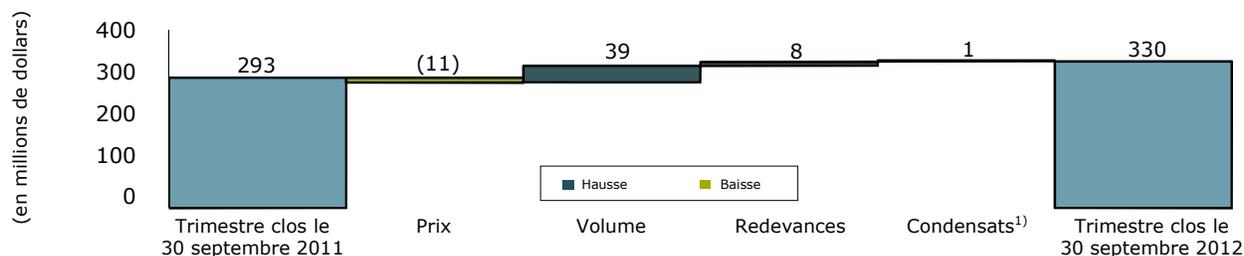
### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Chiffre d'affaires brut	368 \$	339 \$	1 187 \$	1 076 \$
Moins les redevances	38	46	130	139
Produits des activités ordinaires	330	293	1 057	937
Charges				
Frais de transport et de fluidification	27	23	96	78
Charges opérationnelles	78	61	224	175
Taxe sur la production et impôts miniers	7	7	24	19
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(9)	(7)	(9)	30
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	227	209	722	635
Dépenses d'investissement	224	168	562	387
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	3 \$	41 \$	160 \$	248 \$

### Volumes de production

(b/j)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2012	2012 vs 2011	2011	2012	2012 vs 2011	2011
Pétrole lourd						
Alberta	15 492	1 %	15 305	15 938	1 %	15 706
Pétrole léger et moyen						
Alberta	13 407	25 %	10 724	13 279	23 %	10 777
Saskatchewan	22 288	13 %	19 675	22 804	20 %	19 070
Liquides de gaz naturel	999	(4) %	1 040	1 041	(6) %	1 102
	52 186	12 %	46 744	53 062	14 %	46 655

### Variation des produits des activités ordinaires entre le trimestre clos le 30 septembre 2011 et le trimestre clos le 30 septembre 2012



<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.

### Trimestre clos le 30 septembre 2012 par rapport au trimestre clos le 30 septembre 2011

Au troisième trimestre de 2012, le prix de vente moyen du pétrole brut qu'a réalisé Cenovus a diminué de 3 % en regard du trimestre correspondant de 2011, pour passer à 73,44 \$ le baril, ce qui concorde avec la baisse des prix de référence pertinents du brut et les variations des escomptes connexes.

La production de pétrole brut de la société a augmenté de 12 % au troisième trimestre de 2012 du fait des bons résultats de ses programmes d'investissement. La production de pétrole brut provenant des zones de Lower Shaunavon et de Bakken a bondi de 56 % depuis la période correspondante de 2011 et s'est établie à 6 252 barils par jour. En Alberta, la production moyenne de pétrole brut s'est située à 29 833 barils par jour dans les trois mois à l'étude, soit un peu moins que l'étape clé de production quotidienne de 30 000 barils par jour qui avait été franchie au premier et au deuxième trimestres.

Les redevances ont diminué de 8 M\$ principalement du fait de la baisse des prix du pétrole brut, baisse qui a été contrebalancée en partie par la hausse des volumes. Le taux de redevance réel sur le pétrole brut s'est établi à 11,1 % pour le trimestre clos le 30 septembre 2012 (14,6 % en 2011).

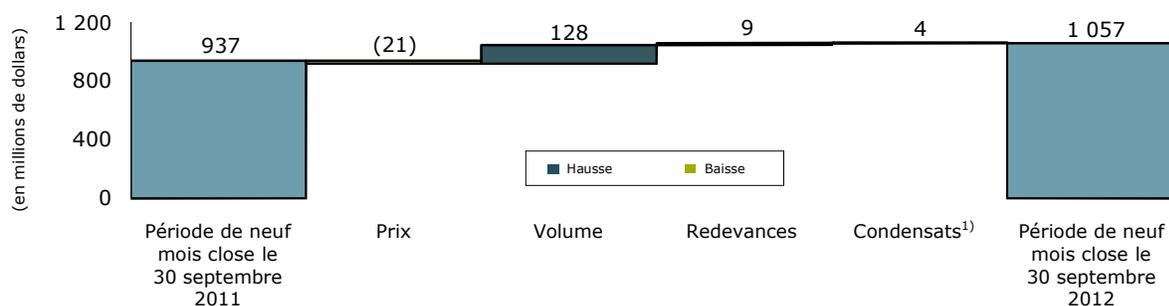
Les frais de transport et de fluidification se sont accrus de 4 M\$ en regard de ce qu'ils étaient un an plus tôt. Le coût global des condensats servant à la fluidification a monté de 1 M\$. Les frais de transport ont augmenté de 3 M\$ car une proportion plus importante des volumes produits par la société a été expédiée moyennant des péages pipeliniers au comptant. Les coûts de l'accès à de nouveaux marchés, dont ceux engagés pour acheminer la production croissante de pétrole brut léger et moyen par chemin de fer, ont également influé sur les résultats du trimestre.

La majeure partie des charges opérationnelles ont été engagées aux fins des reconditionnements, de l'électricité, des travaux de réparation et de maintenance, de la main-d'œuvre et du transport par camion et manutention des déchets. Les charges opérationnelles ont crû de 17 M\$ au troisième trimestre de 2012 en raison essentiellement de l'accroissement des coûts de l'électricité, des charges de réparation et de maintenance ainsi que des coûts de transport par camion et de manutention des déchets en lien avec les installations pétrolières comportant un seul puits. Les hausses de ces charges témoignent du changement d'orientation stratégique de la société qui privilégie maintenant le pétrole brut, plutôt que le gaz naturel, ce qui donne lieu à une augmentation de la production de liquides.

Les activités liées à la gestion des risques pour le trimestre clos le 30 septembre 2012 se sont traduites par des profits réalisés de 9 M\$ (profits de 7 M\$ en 2011), ce qui cadre avec le fait que, au troisième trimestre de 2012, les prix contractuels pour 2012 ont été plus élevés que les prix de référence moyens.

L'excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles associées au pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques sur les dépenses d'investissement a diminué de 38 M\$ au troisième trimestre de 2012. Cette diminution a résulté du fait que la hausse de 18 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles a été annulée par les dépenses d'investissement supplémentaires de 56 M\$ qui ont résulté principalement de celles consacrées aux installations.

### ***Variation des produits des activités ordinaires entre la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 et la période de neuf mois close le 30 septembre 2012***



<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.

### Période de neuf mois close le 30 septembre 2012 par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 2011

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre de 2012, le prix de vente moyen du pétrole brut qu'a obtenu Cenovus a diminué par rapport à la période correspondante de 2011, pour passer à 77,74 \$ le baril, ce qui concorde avec la très faible variation des prix de référence du pétrole brut et des écarts qui y sont associés.

La production de pétrole brut de la société a augmenté de 14 % dans la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 du fait des bons résultats de ses programmes d'investissement, ce qui a été atténué par les baisses normales de rendement prévues. La production de pétrole brut en Alberta a atteint en moyenne 30 198 barils par jour dans les neuf premiers mois de 2012. Quant à celle provenant des zones de Lower Shaunavon et de Bakken, elle s'est située à une moyenne de 6 483 barils par jour, ce qui signifie une progression de 107 % par rapport à la période correspondante de 2011.

Les redevances ont fléchi de 9 M\$ depuis un an, la production accrue tirée des terres publiques en Alberta ayant été neutralisée par un crédit pour récupération assistée des hydrocarbures que la Saskatchewan a accordé relativement à des périodes antérieures ainsi que par la légère baisse des prix. Le taux de redevance réel sur le pétrole brut s'est établi à 12,2 % pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 (14,2 % en 2011).

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 18 M\$ entre la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 et la période correspondante de 2012. Le coût global des condensats servant à la fluidification s'est accru de 4 M\$. Les frais de transport ont monté de 14 M\$ car une proportion accrue de volumes ont été expédiés moyennant des péages pipeliniers au comptant. Les coûts de l'accès à de nouveaux marchés, dont ceux engagés pour acheminer la production croissante de pétrole brut léger et moyen par chemin de fer, ont également contribué à la hausse des frais de transport.

La majeure partie des charges opérationnelles ont été engagées aux fins des reconditionnements, de l'électricité, des travaux de réparation et de maintenance ainsi que de la main-d'œuvre. Les charges opérationnelles ont crû de 49 M\$ dans la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 en raison essentiellement de l'accroissement des coûts de reconditionnement, de réparation et de maintenance, de transport par camion et de manutention des déchets en lien avec les installations pétrolières comportant un seul puits. Les hausses de ces charges témoignent du changement d'orientation stratégique de la société qui privilégie maintenant le pétrole brut, plutôt que le gaz naturel, ce qui donne lieu à une augmentation de la production de liquides.

Les activités liées à la gestion des risques pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 ont généré un profit réalisé de 9 M\$ (perte de 30 M\$ en 2011).

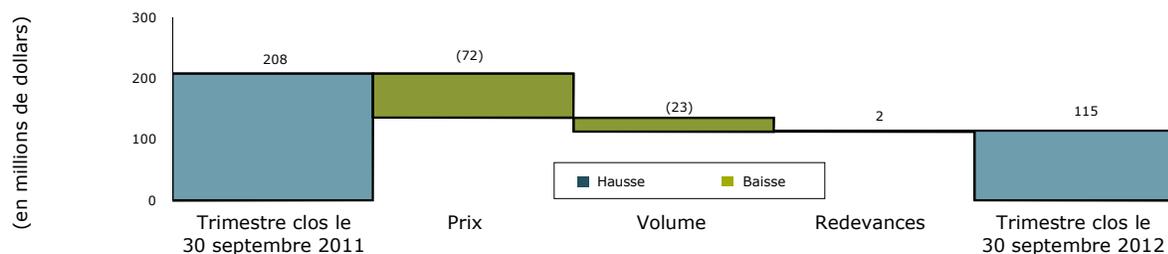
L'excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles associées au pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques sur les dépenses d'investissement a diminué de 88 M\$ au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 parce que la hausse de 87 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles a été plus qu'annulée par l'augmentation de 175 M\$ des dépenses d'investissement qui ont été consacrées aux forages, aux compléments et aux installations en Alberta et en Saskatchewan.

## HYDROCARBURES CLASSIQUES – GAZ NATUREL

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Chiffre d'affaires brut	116 \$	211 \$	350 \$	633 \$
Moins les redevances	1	3	4	9
Produits des activités ordinaires	115	208	346	624
Charges				
Frais de transport et de fluidification	4	8	15	26
Charges opérationnelles	53	59	155	173
Taxes sur la production et impôts miniers	2	2	4	8
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(62)	(44)	(186)	(132)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	118	183	358	549
Dépenses d'investissement	7	25	29	71
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	111 \$	158 \$	329 \$	478 \$

## Variation des produits des activités ordinaires entre le trimestre clos le 30 septembre 2011 et le trimestre clos le 30 septembre 2012



### Trimestre clos le 30 septembre 2012 par rapport au trimestre clos le 30 septembre 2011

En ce qui a trait au gaz naturel, les produits des activités ordinaires et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont reculé au troisième trimestre de 2012 du fait de la contraction des prix de vente moyens et du repli des volumes de production, ce qui concorde avec la contraction du prix de référence AECO. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2012, la production de gaz naturel de la société a diminué de 11 %, pour s'établir à 550 Mpi<sup>3</sup> par jour, surtout à cause de la cession d'un bien non essentiel au début du premier trimestre de 2012, cession qui a comprimé la production de 23 Mpi<sup>3</sup> par jour. Les baisses normales de rendement prévues ont aussi contribué au fléchissement de la production. Compte non tenu des conséquences de cette cession, la production de gaz naturel de la société aurait fléchi de 7 % par rapport à celle de la période correspondante de 2011.

Les redevances ont diminué de 2 M\$ pour le trimestre clos le 30 septembre 2012 en raison de la baisse des prix et des volumes. Le taux de redevance moyen au troisième trimestre de 2012 a été de 1,1 % (1,8 % en 2011).

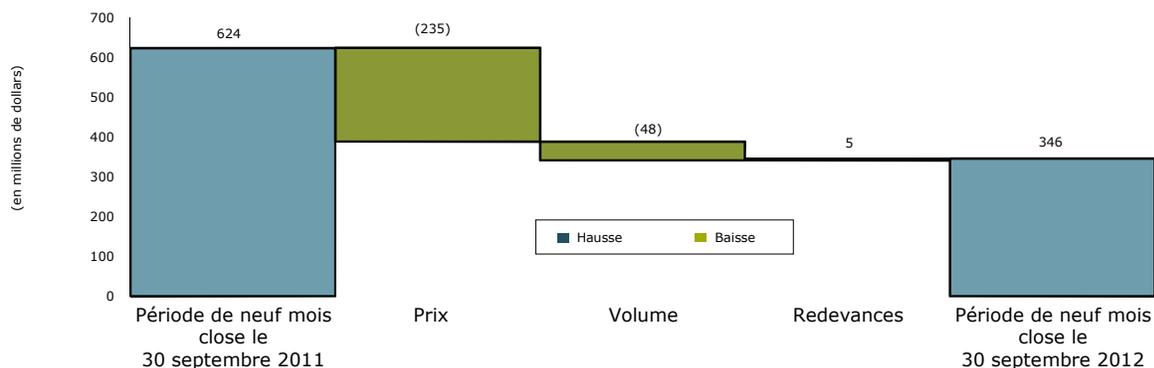
Les frais de transport ont baissé de 4 M\$ par suite essentiellement de la diminution des volumes de production et des tarifs de transport.

Les charges opérationnelles se composent essentiellement des taxes foncières, des coûts des concessions, des coûts de réparation et de maintenance, des coûts de la main-d'œuvre et de ceux de l'électricité. Les charges opérationnelles ont diminué de 6 M\$ au troisième trimestre de 2012. Des activités liées au gaz naturel moins intenses et la cession d'un bien non essentiel au début de 2012 ont réduit les travaux de reconditionnement ainsi que de réparation et de maintenance. Ces baisses ont été contrebalancées en partie par la hausse des coûts de l'électricité, des taxes foncières et des coûts des concessions.

Les activités liées à la gestion des risques pour le trimestre clos le 30 septembre 2012 se sont traduites par des profits réalisés de 62 M\$ (profits de 44 M\$ en 2011), ce qui cadre avec le fait que les prix contractuels pour 2012 ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

L'excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles associées au gaz naturel du secteur Hydrocarbures classiques sur les dépenses d'investissement a fléchi de 47 M\$ principalement en raison de la contraction des prix de vente moyens et des volumes de production, ce qui a été atténué par une réduction de 18 M\$ des dépenses d'investissement.

## Variation des produits des activités ordinaires entre la période de neuf mois close le 30 septembre 2011 et la période de neuf mois close le 30 septembre 2012



## Période de neuf mois close le 30 septembre 2012 par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 2011

En ce qui a trait au gaz naturel, les produits des activités ordinaires et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont reculé au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 à cause de la contraction des prix de vente moyens et de la réduction de la production, ce qui concorde avec le repli du prix de référence AECO. La production de gaz naturel de la société a diminué de 8 %, pour s'établir à 569 Mpi<sup>3</sup> par jour, surtout à cause des baisses normales de rendement prévues. La cession d'un bien non essentiel au début du premier trimestre de 2012 a aussi fait baisser la production, y retranchant 20 Mpi<sup>3</sup> par jour. Compte non tenu des conséquences de cette cession, la production de gaz naturel de la société aurait fléchi de 5 % par rapport à celle de la période correspondante de 2011.

Les redevances ont diminué de 5 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 en raison du fléchissement des volumes et des prix. Le taux de redevance moyen pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 a été de 1,3 % (1,5 % en 2011).

Les frais de transport ont baissé de 11 M\$ par suite essentiellement de la diminution des volumes de production.

Les charges opérationnelles se composent essentiellement des taxes foncières, des coûts des concessions, des coûts de réparation et de maintenance et des coûts de la main-d'œuvre. Les charges opérationnelles ont diminué de 18 M\$ dans la période de neuf mois close le 30 septembre 2012. Des activités liées au gaz naturel moins intenses et la cession d'un bien non essentiel au début de 2012 ont réduit les coûts de la main-d'œuvre ainsi que les activités de réparation et de maintenance et celles de reconditionnement.

Les activités liées à la gestion des risques pour les neuf premiers mois de 2012 ont donné lieu à des profits réalisés de 186 M\$ (profits de 132 M\$ en 2011), ce qui cadre avec le fait que les prix contractuels pour 2012 ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

L'excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles associées au gaz naturel du secteur Hydrocarbures classiques sur les dépenses d'investissement a fléchi de 149 M\$ principalement en raison de la contraction des prix de vente moyens et des volumes de production, ce qui a été atténué par une réduction de 42 M\$ des dépenses d'investissement.

## **HYDROCARBURES CLASSIQUES – DÉPENSES D'INVESTISSEMENT**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2011	30 septembre	2011
Pétrole brut	224 \$	168 \$	562 \$	387 \$
Gaz naturel	7	25	29	71
Dépenses d'investissement <sup>1)</sup>	231 \$	193 \$	591 \$	458 \$

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

Les dépenses d'investissement du secteur Hydrocarbures classiques ont été axées sur les occasions de mise en valeur du pétrole brut. Les dépenses engagées dans le cadre du programme de forage de 2012 visant du pétrole avare l'ont été dans des terrains en propriété inconditionnelle dans le sud-est de l'Alberta. En Saskatchewan, la construction des installations à Lower Shaunavon a progressé au troisième trimestre de 2012, installations qui se sont ajoutées à celles construites à Bakken plus tôt dans l'exercice. Ces installations devraient réduire dans l'avenir les temps d'arrêt de production causés par de mauvaises conditions météorologiques ainsi que les coûts de transport par camion à partir d'installations pétrolières comportant un seul puits. Outre les forages et les travaux exécutés aux installations à Weyburn, des forages et des compléments ont été réalisés dans les zones de Lower Shaunavon et de Bakken. Les sommes investies dans les activités liées au gaz naturel ont été réduites en raison des prix en vigueur.

Le tableau qui suit fait état des activités de forage du secteur Hydrocarbures classiques. Les puits de pétrole brut forés témoignent de la poursuite de la mise en valeur des biens en Alberta ainsi que dans les zones de Lower Shaunavon et de Bakken en Saskatchewan. Les remises en production de puits sont essentiellement liées aux activités de mise en valeur liées au MH à faible risque en Alberta, lesquelles continuent de générer des taux de rendement acceptables.

### *Puits d'hydrocarbures classiques forés*

(puits nets)	Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2011
Pétrole brut	202	202
Gaz naturel	-	44
Remises en production	745	807
Puits de forage stratigraphique	7	9

## **RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION**

Le secteur Raffinage et commercialisation comprend les résultats des installations de raffinage de Cenovus aux États-Unis qui sont détenues conjointement avec Phillips 66 et exploitées par celle-ci. Ce secteur permet à la société d'optimiser la valeur de sa production de pétrole brut grâce à des produits raffinés tels que le diesel, l'essence et le carburéacteur.

Puisque les raffineries de Wood River et de Borger sont situées aux États-Unis, les résultats de ce secteur sont touchés par les fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. Toute dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain influe favorablement sur les produits des activités ordinaires de la société puisque les prix de vente de ses produits raffinés sont établis en fonction de prix de référence américains. De même, les résultats des activités de raffinage sont libellés en dollars américains et, par conséquent, tout recul du dollar canadien hausse les résultats établis même si un dollar canadien plus faible augmente également les dépenses d'investissement consacrées au raffinage au cours d'une période.

Ce secteur englobe également les résultats de la commercialisation des achats et ventes de produits de tiers, activités qui sont menées 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 troisième trimestre de 2012, les principaux facteurs liés au secteur Raffinage et commercialisation comprennent les suivants :

- les raffineries de la société ont traité 442 000 barils par jour de pétrole brut, dont 210 000 barils par jour de pétrole brut lourd canadien, ce qui a signifié une production de produits raffinés totalisant 463 000 barils par jour;
- l'élargissement des marges de craquage de référence et la réduction des coûts liés à la charge d'alimentation en pétrole brut ont généré d'excellentes marges de raffinage; et
- les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont augmenté de 289 M\$, pour se chiffrer à 527 M\$, en raison surtout des fortes marges de raffinage ainsi que d'un débit et d'une production de produits raffinés toujours élevés.

### *Résultats financiers*

<i>(en millions de dollars)</i>	<b>Trimestres clos les</b>		<b>Périodes de neuf mois</b>	
	<b>30 septembre</b>		<b>closes les</b>	
	<b>2012</b>	2011	<b>2012</b>	2011
Produits des activités ordinaires	<b>3 066 \$</b>	2 691 \$	<b>9 020 \$</b>	7 698 \$
Marchandises achetées	<b>2 403</b>	2 357	<b>7 500</b>	6 609
Marge brute	<b>663</b>	334	<b>1 520</b>	1 089
Charges				
Charges opérationnelles	<b>136</b>	112	<b>389</b>	349
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	<b>-</b>	(16)	<b>(14)</b>	(3)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	<b>527</b>	238	<b>1 145</b>	743
Dépenses d'investissement	<b>38</b>	101	<b>60</b>	320
Excédent (déficit) des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles par rapport aux dépenses d'investissement	<b>489 \$</b>	137 \$	<b>1 085 \$</b>	423 \$

La marge brute du secteur Raffinage et commercialisation a crû de 329 M\$ au troisième trimestre de 2012 (431 M\$ depuis le début du présent exercice) en raison des marges de raffinage élevées et de la hausse du débit et de la production de produits raffinés par suite de la mise en service de l'unité de cokéfaction du projet CORE à la raffinerie de Wood River au quatrième trimestre de 2011. Les marges de raffinage des neuf premiers mois de 2012 ont surpassé celles dégagées un an plus tôt en raison surtout du fait que le volume de pétrole brut lourd qui a été traité a fortement augmenté et que la production de produit blanc à Wood River s'est elle aussi accrue. Les coûts de la charge d'alimentation sont constatés selon la méthode du premier entré, premier sorti et ont bénéficié d'escomptes sur le brut lourd et le brut de l'intérieur des États-Unis.

Le total des charges opérationnelles se composent principalement de celles relatives à la main-d'œuvre, à la maintenance, aux services publics et aux fournitures. Les charges opérationnelles ont augmenté de 24 M\$ au troisième trimestre de 2012 et de 40 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 en raison de l'accroissement des coûts de la main-d'œuvre et de ceux de maintenance, ce qui reflète un taux d'utilisation accru, ainsi que des coûts liés aux activités de révision qui étaient prévues. Bien que la raffinerie de Wood River fasse davantage appel aux services publics depuis le démarrage du projet CORE, le coût de ces services a baissé dans les deux raffineries depuis la période correspondante de 2011 car les prix de l'électricité et du gaz de combustion ont grandement diminué.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation ont crû de 289 M\$ pour s'établir à 527 M\$ au troisième trimestre de 2012 et de 402 M\$ pour atteindre 1 145 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 grâce à l'élargissement des marges brutes, ce qui a été atténué par la hausse des charges opérationnelles.

Les dépenses d'investissement ont fléchi de 63 M\$ au troisième trimestre de 2012 (260 M\$ en cumul annuel jusqu'à ce jour) en raison de l'achèvement du projet CORE à la raffinerie de Wood River au quatrième trimestre de 2011. Des crédits d'impôt de l'État de l'Illinois de 14 M\$ associés à des dépenses d'investissement engagées à la raffinerie de Wood River au cours de périodes antérieures ont également réduit les dépenses d'investissement des neuf premiers mois de 2012.

## INSTALLATIONS DE RAFFINAGE <sup>1)</sup>

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Capacité liée au pétrole brut (kb/j)	452	452	452	452
Production de pétrole brut (kb/j)	442	413	446	394
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	98	91	99	87
Produits raffinés (kb/j)	463	426	467	411

<sup>1)</sup> Correspond à la totalité des résultats des installations de raffinage de Wood River et de Borger. La société détient une participation de 50 % dans ces installations.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2012, les données sur les installations de raffinage reflètent le démarrage de l'unité de cokéfaction du projet CORE au quatrième trimestre de 2011, démarrage qui a fortement accru les quantités de pétrole brut traité et la production de produits raffinés.

Vers la fin du troisième trimestre, les taux d'utilisation ont été réduits en vue des révisions des raffineries de Wood River et de Borger qui étaient déjà planifiées. Comme prévu, les révisions sont actuellement en cours et devraient être parachevées au quatrième trimestre. Leur réalisation fructueuse et les redémarrages qui auront lieu influenceront sur le taux d'utilisation global du pétrole brut au cours du dernier trimestre de l'exercice, taux qui, en conséquence, sera plus faible que celui des trimestres précédents de 2012.

La capacité totale de traitement du brut lourd canadien reste tributaire de la qualité des bruts disponibles, et elle sera optimisée de façon à maximiser les avantages économiques. Au troisième trimestre, la raffinerie de Wood River a traité environ 28 000 barils par jour de CDB provenant des installations de la société à Christina Lake, ce qui démontre la valeur de sa stratégie intégrée eu égard au pétrole et l'acceptation croissante du CDB par les raffineries.

## RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION – DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Raffinerie de Wood River	22 \$	91 \$	28 \$	291 \$
Raffinerie de Borger	15	10	31	28
Commercialisation	1	-	1	1
Dépenses d'investissement	38 \$	101 \$	60 \$	320 \$

Les dépenses d'investissement du secteur Raffinage et commercialisation ont grandement fléchi en 2012 en raison de l'achèvement du projet CORE au quatrième trimestre de 2011. Les dépenses d'investissement engagées depuis le début de l'exercice ont porté surtout sur la maintenance et sur des projets visant à rehausser la fiabilité des raffineries. Des crédits d'impôt de l'État de l'Illinois de 14 M\$ associés à des dépenses d'investissement engagées à la raffinerie de Wood River au cours de périodes antérieures ont également réduit les dépenses d'investissement des neuf premiers mois de 2012.

## ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	30 septembre		closes les	
	2012	2011	2012	2011
Produits des activités ordinaires	(100) \$	(9) \$	(165) \$	(50) \$
Charges ((ajouter)/déduire)				
Marchandises achetées	(100)	(9)	(165)	(50)
Charges opérationnelles	(1)	(1)	(2)	(1)
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	293	(381)	60	(422)
	(292) \$	382 \$	(58) \$	423 \$

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

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	30 septembre		closes les	
	2012	2011	2012	2011
Frais généraux et frais d'administration	104 \$	38 \$	254 \$	206 \$
Charges financières	120	112	344	335
Produits d'intérêts	(28)	(31)	(84)	(94)
(Profit) perte de change, montant net	(51)	85	(42)	56
(Profit) perte à la sortie d'actifs	1	-	-	(3)
Autre (profit) perte, montant net	-	1	(4)	1
	146 \$	205 \$	468 \$	501 \$

Au troisième trimestre de 2012, les frais généraux et frais d'administration ont augmenté de 66 M\$, en raison surtout de la hausse des charges au titre des primes d'intéressement à long terme et des coûts du soutien administratif. Les résultats du troisième trimestre de 2011 avaient été renforcés par un recouvrement des charges au titre des primes d'intéressement à long terme par suite du recul du cours des actions à cette période. La hausse de 48 M\$ des frais généraux et frais d'administration depuis le début de l'exercice est attribuable à la montée des charges au titre des primes d'intéressement à long terme, des coûts des services de bureau, des coûts de dotation en personnel et de ceux du soutien administratif, ce qui inclut les frais de formation et de perfectionnement.

Les charges financières comprennent les charges d'intérêts sur la dette à long terme, les emprunts à court terme et l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains ainsi que de la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement. Au troisième trimestre de 2012, les charges financières ont dépassé de 8 M\$ celles de la même période de 2011 (hausse de 9 M\$ en cumul annuel jusqu'à ce jour) en raison de l'émission de 1,25 G\$ US de billets non garantis de premier rang le 17 août 2012, ce qui a été contrebalancé par la baisse des intérêts sur l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains, baisse qui se produit au fil du remboursement du solde de cet effet. 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, a été de 5,2 % pour le troisième trimestre de 2012 (5,4 % en 2011) et de 5,3 % pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 (5,4 % en 2011).

Les produits d'intérêts se composent principalement des intérêts créditeurs sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains ainsi que sur les placements à court terme. Par rapport aux périodes correspondantes de 2011, les produits d'intérêts ont reculé de 3 M\$ au troisième trimestre de 2012 et de 10 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012. Ces diminutions découlent de la baisse des intérêts créditeurs sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise à mesure que le solde est perçu.

La société a inscrit des profits de change nets de 51 M\$ au troisième trimestre de 2012 (pertes de 85 M\$ en 2011), dont une somme de 60 M\$ en profits latents (pertes latentes de 63 M\$ en 2011) et de 9 M\$ en pertes réalisées (pertes réalisées de 22 M\$ en 2011). Le taux de change du dollar canadien s'est renforcé au troisième trimestre, ce qui a donné lieu à des profits latents sur la dette à long terme de la société libellée en dollars américains, profits qui ont été contrebalancés en partie par une perte latente sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, la société a comptabilisé des profits de change nets de 42 M\$ (pertes de 56 M\$ en 2011), ce qui a tenu compte d'un profit latent de 82 M\$ (perte latente de 1 M\$ en 2011).

## AMORTISSEMENT ET ÉPUISEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Sables bitumineux	127 \$	93 \$	352 \$	254 \$
Hydrocarbures classiques	222	195	680	575
Raffinage et commercialisation	36	20	109	54
Activités non sectorielles et éliminations	12	10	35	29
	<b>397 \$</b>	<b>318 \$</b>	<b>1 176 \$</b>	<b>912 \$</b>

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Sables bitumineux a augmenté de 34 M\$ au troisième trimestre de 2012 (98 M\$ depuis le début de l'exercice) en raison surtout de la hausse des volumes de vente à Foster Creek, à Christina Lake et à Pelican Lake ainsi que de l'augmentation des taux d'amortissement et d'épuisement imputable à une hausse des coûts de mise en valeur futurs.

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques a monté de 27 M\$ au troisième trimestre de 2012 (105 M\$ pour les neuf premiers mois de 2012) principalement en raison de la progression des volumes de vente de pétrole brut et de l'augmentation des taux d'amortissement et d'épuisement par suite d'une hausse des coûts de mise en valeur futurs, facteurs qui ont été atténués par la réduction des volumes de vente de gaz naturel.

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Raffinage et commercialisation a crû de 16 M\$ au troisième trimestre (55 M\$ pour les neuf premiers mois de 2012) car les coûts en capital du projet CORE sont désormais amortis puisque l'unité de cokéfaction a été mise en service au quatrième trimestre de 2011.

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Activités sectorielles et éliminations comprend des dotations au titre d'actifs non sectoriels comme le matériel informatique, le mobilier de bureau et les améliorations locatives.

## CHARGES DE PROSPECTION

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

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012, la société a jugé que les biens de Roncott, une petite superficie faisant l'objet de travaux de prospection et intégrée au secteur Hydrocarbures classiques, ne satisfaisaient pas aux exigences de faisabilité technique et de viabilité commerciale. Des coûts de prospection et d'évaluation déjà incorporés de 68 M\$ et se rapportant essentiellement à ces biens ont donc été comptabilisés en tant que charges de prospection.

## CHARGE D'IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

(en millions de dollars, sauf les pourcentages)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Charge d'impôt exigible				
Canada	56 \$	35 \$	139 \$	88 \$
États-Unis	20	1	45	2
Total de la charge d'impôt exigible	76	36	184	90
Charge d'impôt différé	110	258	408	551
Charge d'impôt	186 \$	294 \$	592 \$	641 \$
Taux d'imposition effectif	39,2 %	36,6 %	34,8 %	34,6 %

Le taux d'imposition effectif de Cenovus pour une année donnée est fonction du rapport entre le total de sa charge d'impôt et son résultat avant impôt de l'exercice. Le taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi parce qu'il tient compte des différences permanentes, des ajustements au titre des modifications des taux d'imposition et d'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.

Le taux d'imposition effectif de la société reflète également l'application des taux d'imposition appropriés et prévus par la loi au revenu provenant de sources canadienne et américaine. Le taux effectif du trimestre est plus élevé que celui des neuf premiers mois de l'exercice et du trimestre correspondant de 2011 en raison d'un changement dans la composition du revenu généré par les activités aux États-Unis et par celles au Canada.

Au troisième trimestre, les impôts exigibles ont dépassé ceux d'il y a un an à cause de l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités en amont qui sont imposées aux taux canadiens et de la hausse de l'impôt sur le revenu étatique aux États-Unis des installations de raffinage. La société ne s'attend pas à ce que son revenu soit imposable au palier fédéral américain étant donné qu'elle a suffisamment de déductions pour 2012. Les impôts exigibles de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 ont augmenté depuis la même période de 2011 en raison de l'accroissement des flux de trésorerie générés par les activités en amont et par les installations de raffinage et des ajustements liés aux déclarations de revenus produites au Canada.

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

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2012	2011	2012	2011
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :				
Activités opérationnelles	1 029 \$	921 \$	2 662 \$	2 321 \$
Activités d'investissement	(741)	(583)	(2 361)	(1 859)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	288	338	301	462
Activités de financement	852	(234)	760	(414)
Profits (pertes) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	(6)	9	(13)	10
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	1 134 \$	113 \$	1 048 \$	58 \$

## ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

Les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ont progressé de 108 M\$ au troisième trimestre de 2012 (hausse de 341 M\$ en cumul annuel jusqu'à ce jour) par rapport au trimestre correspondant de 2011. L'augmentation survenue au troisième trimestre est essentiellement attribuable à la progression de 324 M\$ des flux de trésorerie, laquelle a été contrebalancée en partie par la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie. La hausse survenue depuis le début de l'exercice a résulté essentiellement du renforcement de 521 M\$ des flux de trésorerie, ce qui a été atténué par la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie. Les flux de trésorerie sont analysés sous la rubrique « Information financière » du présent rapport de gestion. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sont également touchés par la variation nette des autres actifs et passifs.

Compte non tenu des actifs et passifs liés à la gestion des risques et des actifs et passifs détenus en vue de la vente, le fonds de roulement de Cenovus s'élevait à 1 534 M\$ au 30 septembre 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 troisième trimestre de 2012, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 158 M\$ (hausse de 502 M\$ en cumul annuel jusqu'à ce jour), en regard de la même période de 2011. Leur hausse est essentiellement attribuable à un accroissement de 206 M\$ des dépenses d'investissement (hausse de 595 M\$ pour les neuf premiers mois de 2012). Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement depuis le début de l'exercice ont été compensés en partie par une hausse de 57 M\$ du produit tiré de la sortie d'actifs. Les dépenses d'investissement sont analysées plus longuement 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 que suit la société aux fins de la prise de décisions concernant ses dépenses d'investissement se traduit par l'établissement de priorités concernant les flux de trésorerie, lesquels sont affectés tout d'abord aux dépenses d'investissement qu'elle s'est engagée à effectuer, puis au versement d'un dividende intéressant et, enfin, au capital-développement. Au troisième trimestre de 2012, la société a versé un dividende de 0,22 \$ par action (0,20 \$ par action en 2011). Le total des dividendes versés dans les neuf premiers mois de 2012 s'est chiffré à 498 M\$ (452 M\$ en 2011). La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont augmenté de 1 086 M\$ au troisième trimestre de 2012 (augmentation de 1 174 M\$ en cumul annuel jusqu'à ce jour) par suite de l'émission de 1,25 G\$ US de billets non garantis de premier rang le 17 août 2012, ce qui a été contrebalancé par le remboursement d'emprunts à court terme et par l'accroissement des dividendes versés.

La dette à long terme de la société se situait à 4 626 M\$ au 30 septembre 2012. Aucun remboursement en capital n'est exigible avant septembre 2014 (800 M\$ US). La trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisaient 1 543 M\$ au 30 septembre 2012. La dette à long terme ainsi que la trésorerie et les équivalents de trésorerie se sont accrus par suite de l'émission de billets non garantis de premier rang au cours du troisième trimestre.

## SOURCES DE LIQUIDITÉS DISPONIBLES

<b>Provenance des fonds</b>	Montant (en millions)	Échéance
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 543 \$	Sans objet
Facilité de crédit engagée	3 000 \$	30 novembre 2016
Prospectus préalable de base au Canada <sup>1)</sup>	1 500 \$	Juin 2014
Prospectus préalable de base aux États-Unis <sup>1)</sup>	750 \$ US	Juillet 2014

<sup>1)</sup> Disponibilité assujettie aux conditions du marché.

En septembre 2012, la société a renégocié les modalités de sa facilité de crédit engagée de 3,0 G\$, reportant son échéance au 30 novembre 2016 et réduisant à la fois les commissions d'attente exigées pour son maintien et le coût des emprunts à venir. La société a également un programme de papier commercial qui, conjointement avec la facilité de crédit engagée, sert à gérer ses besoins de liquidités à court terme. La société réserve une tranche de la facilité de crédit engagée aux fins du papier commercial en cours.

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

Le 6 juin 2012, la société a déposé un prospectus préalable de base aux États-Unis portant sur des billets non garantis totalisant 2,0 G\$ US. Le prospectus préalable de base aux États-Unis permet l'émission périodique de titres de créance libellés en dollars américains ou en d'autres monnaies par le biais d'un ou de plusieurs appels publics à l'épargne. Les modalités des billets, y compris, sans toutefois s'y limiter, les intérêts à taux fixe ou variable et les dates d'échéance, seront établies à la date d'émission.

Le 17 août 2012, Cenovus a, en vertu de son prospectus préalable de base aux États-Unis, mené à terme un appel public à l'épargne aux États-Unis visant des billets non garantis de premier rang d'un montant en capital totalisant 1,25 G\$ US. Elle a émis pour 500 M\$ US de billets non garantis de premier rang portant intérêt au taux de 3,00 % et échéant le 15 août 2022 et pour 750 M\$ US de billets non garantis de premier rang portant intérêt au taux de 4,45 % et échéant le 15 septembre 2042. Le produit net de cette émission sera affecté aux besoins généraux de la société, dont le remboursement de sa dette sous forme de papier commercial.

Au 30 septembre 2012, elle pouvait encore émettre pour 750 M\$ US de billets aux termes de son prospectus préalable aux États-Unis, lequel vient à échéance en juillet 2014.

Au 30 septembre 2012, Cenovus respectait toutes les conditions de ses conventions d'emprunt.

## RATIOS FINANCIERS

Cenovus surveille sa structure du capital et ses besoins en financement en utilisant, entre autres, des ratios financiers hors PCGR comme le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/BAIIA ajusté. La dette s'entend des emprunts à court terme ainsi que des parties courante et non courante de la dette à long terme, exception faite de tout montant lié à l'effet à payer ou à recevoir lié à l'apport à la coentreprise. Les capitaux permanents correspondent à la dette plus les capitaux propres. Le BAIIA ajusté des 12 derniers mois correspond au bénéfice avant les charges financières, les produits d'intérêts, la charge d'impôt sur le résultat, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement, les charges de prospection, les profits ou pertes latents liés à la gestion des risques, les profits ou pertes de change, le profit ou la perte à la sortie d'actifs et les autres profits ou pertes nets. Ces ratios sont utilisés pour gérer la dette globale de Cenovus et servent de mesures de la santé financière générale de celle-ci.

	<b>30 septembre 2012</b>	31 décembre 2011
Ratio dette/capitaux permanents	<b>31 %</b>	27 %
Ratio dette/BAIIA ajusté	<b>1,1 x</b>	1,0 x

Cenovus continue de viser un ratio dette/capitaux permanents de 30 % à 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de 1,0 à 2,0 fois.

Au 30 septembre 2012, son endettement était plus élevé qu'au 31 décembre 2011 en raison de l'émission, aux États-Unis et durant le troisième trimestre, de billets non garantis de premier rang. À la fin de ce trimestre, ses ratios dette/capitaux permanents et dette/BAIIA ajusté se situaient toujours dans le bas des fourchettes cibles à long terme. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les ratios financiers et la structure du capital de la société, voir les notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires.

## DONNÉES SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION

Cenovus est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires ainsi qu'un nombre illimité d'actions préférentielles de premier rang et de troisième rang. Au 30 septembre 2012, environ 755,8 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (754,5 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2011) et aucune action préférentielle n'était en circulation. L'augmentation du nombre d'actions ordinaires au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2012 a découlé de l'exercice d'options sur actions. Aucune autre émission d'actions ordinaires n'a eu lieu en 2012.

## OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET ENGAGEMENTS

Dans le cours normal de ses activités, Cenovus conclut divers engagements, et ce, essentiellement en lien avec 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), de futurs baux à construction, des accords de commercialisation, des engagements relatifs à des dépenses d'investissement et des emprunts. En outre, Cenovus a des engagements relatifs à son programme de gestion des risques et est tenue de capitaliser ses régimes à prestations déterminées et d'autres avantages postérieurs à l'emploi.

## **ACTIONS EN JUSTICE**

Cenovus est impliquée dans un nombre restreint d'actions en justice intentées 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 qui sont classés selon les catégories suivantes :

- les risques financiers, y compris le risque de marché (les fluctuations des prix des marchandises et des taux de change et 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 s'emploie à repérer et à gérer ces risques à court terme ainsi que sur le plan stratégique et à plus long terme à tous ses échelons, conformément à sa politique d'atténuation du risque 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 sont tous approuvés par le conseil. La direction surveille les stratégies de gestion des risques afin de réagir de façon proactive à l'évolution de la conjoncture et de prévenir ou d'atténuer les risques. Les risques qui touchent, ou qui 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 risques auxquels elle est exposée, voir la rubrique « Mise en garde ». Pour une analyse exhaustive des facteurs de risque significatifs qui la touchent, voir la rubrique « Facteurs de risque » de sa notice annuelle 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 comprennent, sans toutefois s'y limiter, 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 du risque de marché, laquelle prescrit des protocoles et des limites de couverture. En vue de réduire l'exposition au risque de fluctuations des prix des marchandises, Cenovus conclut divers instruments et contrats. Les instruments financiers, notamment les gains ou pertes latents, au 30 septembre 2012, font l'objet d'une description plus détaillée dans les notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires et d'une analyse dans le présent rapport de gestion. Les instruments financiers dont elle se sert sont surtout des swaps ou des contrats à terme normalisés conclus avec de grandes institutions financières, des sociétés intégrées du secteur de l'énergie ou des bourses de marchandises.

Cenovus continue de mettre en application son modèle d'affaires, qui cible la mise en valeur de zones de ressources ayant une longue durée de vie et qui sont à faible risque et à faible coût. Des stratégies de réduction des coûts sont en place afin d'assurer une gestion efficace de ses coûts contrôlables. 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 ses 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 et taxes, la disponibilité de l'équipement de forage et d'autres pièces de matériel, la capacité d'accéder aux terrains, les conditions météorologiques, la disponibilité de la capacité de traitement, la disponibilité et la proximité de la capacité des pipelines, la disponibilité des diluants de fluidification aux fins du transport du pétrole brut, les défaillances technologiques, les accidents, l'accès à une main-d'œuvre qualifiée et la qualité des réservoirs.

Si Cenovus n'est pas en mesure 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 fortement de la mise en 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 qui peuvent 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 concernant ses activités opérationnelles et celles d'investissement, Cenovus s'appuie 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 couvrant 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'agrandissement d'installations et l'exploitation et l'abandon de champs. Des droits contractuels peuvent être annulés ou expropriés. Des changements apportés à la réglementation gouvernementale peuvent avoir une incidence sur les projets en cours et prévus de Cenovus en plus d'imposer un coût de conformité.

Les risques réglementaires et juridiques sont établis par les groupes opérationnels et des groupes constitués à l'échelle de la société, et sa conformité 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. Celui-ci 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. Pour atténuer les risques liés à l'accès aux ressources, suivre l'évolution de la réglementation et agir en exploitant responsable, Cenovus maintient des relations avec les principales parties prenantes et met en œuvre d'autres initiatives d'atténuation.

### *Risque lié à la réglementation en matière d'environnement*

La réglementation environnementale touche nombre d'aspects des activités de Cenovus. Les cadres réglementaires visent toutes les sociétés en exploitation du secteur de l'énergie. Cenovus est tenue d'obtenir les autorisations et permis réglementaires nécessaires pour mener ses activités 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. Des évaluations, examens et autorisations de nature réglementaire sont généralement requis avant d'entreprendre, de poursuivre ou de 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. 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 tout territoire où elle exerce des activités pourraient comprendre notamment la perte de certains marchés, la hausse des coûts liés à la conformité, l'accroissement des délais de délivrance de permis et des frais considérables liés à la production ou à l'achat de crédits ou quotas d'émission, facteurs qui pourraient augmenter le coût des produits de la société et contracter la demande de pétrole brut et de certains produits raffinés.

Au Canada, le gouvernement fédéral est en voie d'élaborer une réglementation sur les gaz à effet de serre destinée au 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**

Le 22 août 2012, le gouvernement de l'Alberta a entériné son projet *Lower Athabasca Regional Plan* (« LARP »), qu'il avait publié en vertu de la loi intitulée *Alberta Land Stewardship Act*. Ce projet est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> septembre 2012.

Le projet LARP établit, relativement à l'air, aux terres et à l'eau, des cadres de gestion qui intégreront des limites cumulatives et des éléments déclencheurs. Ce projet permettra aussi de délimiter des zones relevant de la conservation, du tourisme et des loisirs. Certaines tenures de la société relatives aux sables bitumineux pourraient être annulées, 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 zones désignées n'ont aucune répercussion directe sur le plan stratégique de Cenovus, 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 entend exploiter son entreprise de façon responsable et intégrer ses principes en matière de responsabilité d'entreprise à son mode de conduite des affaires. Cenovus considère qu'il est important de faire rapport aux parties prenantes de façon transparente et responsable. La société communique non seulement l'information exigée par les lois et règlements, mais aussi de l'information qui décrit plus amplement ses activités, ses politiques, les possibilités qui s'ouvrent à elle et les risques qu'elle court. En reconnaissance de son leadership en matière de responsabilité d'entreprise, elle a été intégrée à l'indice *Dow Jones Sustainability World Index* le 14 septembre 2012.

Sa politique en matière de responsabilité d'entreprise continue d'orienter ses engagements, sa stratégie et sa communication d'information tout en cadrant avec ses objectifs et procédés de nature commerciale. Dans 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 continus de ses indicateurs de performance en matière de responsabilité d'entreprise. Cette politique peut être consultée dans le site Web de Cenovus, à [www.cenovus.com](http://www.cenovus.com).

Sa politique en matière de responsabilité d'entreprise 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 touchés 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 s'efforce 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 en vue de leur protection. En outre, sa politique aborde la gestion d'intervention d'urgence, l'investissement dans les projets axés sur l'efficacité, dans les nouvelles technologies et dans la recherche ainsi que 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 des mesures et à des innovations axées sur la collaboration. La COSIA assure le leadership, la planification et la responsabilisation de sorte à favoriser une telle collaboration. Son mandat consiste à rehausser la performance environnementale du secteur des sables bitumineux sous les aspects clés des résidus, de l'eau, des terres et des gaz à effet de serre.

À mesure que progressera le processus de communication en matière de responsabilité d'entreprise, des indicateurs seront élaborés et y seront intégrés afin de dresser un portrait plus fidèle des activités de Cenovus et des défis qu'elle doit relever. La visibilité en ligne de la société sera accrue grâce à la section consacrée à la responsabilité d'entreprise de son site Internet. En juin 2012, Cenovus a rendu public son rapport 2011 en la matière, qui peut être consulté à [www.cenovus.com](http://www.cenovus.com). Ce rapport tenait compte des lignes directrices du regroupement Global Reporting Initiative et des normes établies par l'Association canadienne des producteurs pétroliers dans son programme *Responsible Canadian Energy*.

## **MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS**

Aux fins de l'application des méthodes comptables, Cenovus est tenue de poser des jugements, de formuler des hypothèses et de faire des estimations qui pourraient avoir une incidence importante sur ses résultats financiers. Les résultats réels peuvent être différents de ces estimations, parfois de façon marquée. Les estimations et hypothèses utilisées peuvent faire l'objet de révisions en fonction des faits passés et de l'utilisation de nouvelles données. Les méthodes comptables et estimations critiques de la société sont évaluées chaque année par le comité d'audit du conseil d'administration. Les notes annexes aux états financiers consolidés et le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2011 fournissent davantage d'informations sur le mode de présentation et sur 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 depuis le début de 2012. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les méthodes comptables et estimations critiques, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés et au rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2011 (voir la rubrique « Information supplémentaire »).

### **CHANGEMENTS FUTURS DES MÉTHODES COMPTABLES**

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

## **PERSPECTIVES**

L'excellent rendement que la société a enregistré au troisième trimestre de 2012 la rapproche un peu plus de la réalisation de son plan d'entreprise décennal. Elle continue de viser une production pétrolière nette provenant des sables bitumineux d'environ 400 000 barils par jour et une production pétrolière nette totalisant quelque 500 000 barils par jour d'ici la fin de 2021. Pour atteindre ses objectifs de production, elle prévoit procéder à d'autres expansions à Foster Creek et à Christina Lake et entreprendre de nouveaux projets à Narrows Lake, Grand Rapids et Telephone Lake.

Concrétiser ses perspectives comportera son lot de défis pour la société, incluant celui que posera la volatilité attendue des prix du brut dans les quelques années à venir. Les facteurs suivants influent sur ses prévisions quant aux prix du brut :

- les perspectives générales relatives aux prix du brut continueront d'être liées à la croissance économique mondiale et aux interruptions de production. Les prix à court terme demeureront probablement volatils et seront touchés par les attentes des marchés;
- les écarts entre le Brent et le WTI devraient demeurer aussi importants qu'ils le sont depuis le début de 2011 en raison du nombre anormalement élevé d'arrêts de production aux raffineries des régions médio-continentale et du Midwest. Les écarts devraient se rétrécir fortement dans la première moitié de 2013 avec l'ajout d'une nouvelle capacité de transport par pipeline qui servira à acheminer le brut de Cushing aux marchés de la côte du golfe du Mexique;
- les prix du WCS devraient baisser par rapport à ceux pratiqués sur la côte du golfe du Mexique au fil de la résolution des problèmes de production du pétrole de synthèse et de Bakken et de l'intensification des activités de maintenance des raffineries qui sont prévues. Cependant, l'incidence sur les écarts du WCS sera moins forte puisque la maintenance des raffineries aura davantage de répercussions sur les pétroles plus légers et que le brut lourd devrait bénéficier de la mise en service à venir d'une nouvelle capacité provenant d'unités de cokéfaction;
- la croissance de la capacité de transport ferroviaire hors de Bakken devrait être plus forte que celle prévue antérieurement, ce qui devrait freiner l'élargissement des écarts entre le WTI et le WCS en 2013;
- les marges de raffinage devraient demeurer importantes au quatrième trimestre étant donné que la congestion persistante des pipelines à Cushing crée des pressions sur les prix du WTI et que les activités de maintenance des raffineries du Midwest sont exceptionnellement intenses. Les marges devraient commencer à se contracter en 2013 grâce à une nouvelle capacité de transport par pipeline depuis Cushing.

Pour le reste de 2012, les initiatives stratégiques déjà instaurées et les principales priorités de Cenovus seront les suivantes :

- poursuite de la construction de la phase E à Christina Lake, une première production devant en être tirée au quatrième trimestre de 2013;
- amélioration de la production à Pelican Lake grâce à l'expansion du programme de récupération assistée des hydrocarbures par injection de polymères;
- avancement du projet à Telephone Lake, dont le début des essais pilotes de déshydratation au mois d'octobre;
- obtention de l'approbation du partenaire à l'égard du projet de Narrows Lake, exécution d'autres travaux de conception technique et démarrage de la construction;
- accroissement de la production de pétrole brut classique grâce à la mise en valeur de biens renfermant du pétrole avare et recherche d'autres occasions de croissance;
- participation aux initiatives de transport du secteur ainsi qu'à celles visant à élargir les marchés existants et à en trouver de nouveaux pour le pétrole brut dans le cadre d'une stratégie de commercialisation visant l'augmentation de la production;
- mise en œuvre de la stratégie environnementale au moyen de mesures spécifiques à chaque unité d'exploitation; et
- maintien d'activités stables et fiables au projet CORE de la raffinerie de Wood River et réalisation de révisions dans les deux raffineries au quatrième trimestre.

La société est d'avis que sa stratégie intégrée assure la stabilité de ses flux de trésorerie, ce qui lui permet de mettre l'accent sur la croissance de la valeur de l'actif net et de générer un rendement global attrayant pour ses actionnaires grâce aux mesures suivantes :

- croissance de la production provenant des sables bitumineux principalement au moyen d'expansions à Foster Creek et à 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;
- poursuite de la mise en œuvre de ses ressources liées aux sables bitumineux 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 de son personnel, à la priorité accordée à la performance environnementale et à un dialogue constructif avec les parties prenantes;
- évaluation du potentiel de nouveaux projets de pétrole brut dans ses biens existants à Pelican Lake, à Weyburn, dans le sud de l'Alberta et dans de nouvelles régions en mettant l'accent sur les zones potentielles de pétrole avare;
- financement en interne de la croissance grâce aux flux de trésorerie disponibles, dont ceux tirés des biens établis de gaz naturel classique, ainsi qu'au produit généré par la stratégie continue de gestion du portefeuille visant la sortie d'actifs non essentiels et recours à d'autres financements par emprunt en vue de combler les besoins de liquidités supplémentaires;
- réduction du profil de risque marchandises grâce à l'intégration des activités de raffinage et de gaz naturel ainsi qu'à une stratégie de couverture et de gestion des risques cohérente; et
- 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.

La société croit qu'une bonne performance sur le plan opérationnel se traduira par un bon rendement financier. Les flux de trésorerie qu'elle réalisera dans l'avenir devront être affectés en accord avec une approche rigoureuse qui mettra l'accent sur les priorités suivantes :

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

Ce processus de répartition des capitaux comporte l'évaluation de toutes les possibilités à l'aide de critères rigoureux ainsi que l'atteinte de l'objectif de Cenovus, soit maintenir une structure financière prudente et souple et une situation financière vigoureuse de sorte à demeurer financièrement solide lorsque ses flux de trésorerie baissent. La société continuera d'élaborer des stratégies en matière de dépenses d'investissement et de rendement pour les actionnaires. Les dividendes futurs seront versés à la discrétion du conseil et seront réexaminés tous les trimestres.

Les autres grands enjeux que la société devra gérer avec soin afin de favoriser sa croissance comprennent l'accès aux marchés, les approbations en temps opportun des autorités de réglementation et de ses partenaires, le cadre réglementaire en matière d'environnement et les pressions concurrentielles 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.

## **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 établies 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 » et « hypothétique » ou à 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 ou de la valeur de l'actif net projetée, du résultat opérationnel et des 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 quant aux approbations futures des autorités de réglementation, des partenaires ou en interne, des répercussions futures des mesures réglementaires, des prix des marchandises projetés, de l'utilisation et du développement futurs des technologies, 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)); ses dépenses d'investissement prévues; la souplesse de ses budgets d'investissement 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; sa 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; sa capacité de dégager des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles suffisants pour s'acquitter de ses obligations actuelles et futures et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents qu'elle dépose auprès des autorités en valeurs mobilières.

Parmi les facteurs de risque et les incertitudes susceptibles de faire différer sensiblement les résultats réels figurent les suivants : la volatilité des prix du pétrole et du gaz et les hypothèses s'y rapportant; l'efficacité du programme de gestion des risques de Cenovus, y compris l'effet des instruments financiers dérivés et l'efficacité de ses stratégies de couverture; l'exactitude des estimations de coûts; les variations des prix des marchandises et des taux de change et 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 de ses réserves, de ses ressources et de sa production future; sa capacité de remplacer et d'accroître ses réserves de pétrole et de gaz; sa capacité de maintenir ses relations avec ses partenaires et de parvenir à gérer et à exploiter ses activités intégrées de pétrole lourd; la fiabilité de ses actifs; des interruptions éventuelles ou des difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et de processus de fabrication; les marges liées aux activités de raffinage et de commercialisation; l'accueil éventuellement défavorable réservé aux nouveaux produits sur le marché; les hausses de coût ou difficultés techniques imprévues relativement à la construction ou à la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés imprévues dans la production, le transport et le raffinage du pétrole brut en produits pétroliers et chimiques; les risques liés à la technologie et à son application dans le cadre des activités de Cenovus; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; la capacité de Cenovus d'assurer convenablement le transport de ses produits; l'évolution du cadre réglementaire dans toutes les régions où elle exerce ses activités, notamment le processus d'autorisation réglementaire et les désignations d'utilisation des terres, le régime de redevances, les impôts et les taxes, l'environnement, les gaz à effet de serre, le carbone et d'autres lois et règlements ou l'évolution de l'interprétation qui en est faite, dans leur version adoptée ou proposée, leurs répercussions et les coûts de conformité connexes; le calendrier prévu de l'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; et 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 qu'elle est en 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 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
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, n'ont pas de sens normalisé par les IFRS et sont donc considérées comme des mesures hors 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 afin de 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 un rapprochement connexe figurent 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 trouver 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, à [www.cenovus.com](http://www.cenovus.com).