



## RAPPORT DE GESTION POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 31 MARS 2013

---

### **TABLE DES MATIÈRES :**

APERÇU DE CENOVUS.....	2
FAITS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS.....	5
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL.....	7
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS.....	9
RÉSULTATS FINANCIERS.....	12
SECTEURS À PRÉSENTER.....	17
SABLES BITUMINEUX.....	18
HYDROCARBURES CLASSIQUES.....	23
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION.....	26
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS.....	28
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT.....	30
GESTION DES RISQUES.....	32
JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE.....	33
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	36
PERSPECTIVES.....	36
MISE EN GARDE.....	38
ABRÉVIATIONS.....	39

---

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société »), daté du 23 avril 2013, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre clos le 31 mars 2013 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires »), les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2012 et les notes annexes (les « états financiers consolidés ») et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2012 (le « rapport de gestion annuel »). Le présent rapport de gestion constitue une mise à jour du rapport de gestion annuel et contient de l'information prospective concernant les prévisions, estimations, projections et hypothèses 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, lire la rubrique « Mise en garde ». La direction a préparé ce rapport de gestion, et le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») l'a approuvé. Le comité d'audit a examiné le rapport de gestion annuel et en a recommandé l'approbation au conseil. Des renseignements supplémentaires sur Cenovus, notamment ses rapports trimestriels et annuels, sa notice annuelle et le formulaire 40-F qui la concerne peuvent être consultés sur SEDAR, à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com), sur EDGAR, à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov) et sur le site Web de la société, à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com).

#### **Mode de présentation**

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

#### **Mesures hors PCGR**

Certaines mesures financières qui figurent dans le présent document, notamment les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, les flux de trésorerie, le résultat opérationnel, les flux de trésorerie disponibles, la dette, les capitaux permanents et le bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté (« BAIIA ajusté »), ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les IFRS et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des mesures supplémentaires pour qu'ils puissent analyser l'information sur la liquidité de Cenovus et la capacité de la société à dégager des fonds pour financer ses activités. Les informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni en substitut des mesures préparées selon les IFRS. La définition de chaque mesure hors PCGR et le rapprochement connexe sont fournis dans les sections « Résultat opérationnel », « Résultats financiers » et « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

## APERÇU DE CENOVUS

Cenovus est une société pétrolière canadienne intégrée dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta, et dont les actions sont négociées à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York. Au 31 mars 2013, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 24 G\$. La société est engagée dans la mise en valeur, la production et la commercialisation du pétrole brut, des liquides du gaz naturel (« LGN ») et du gaz naturel au Canada et elle possède des installations de raffinage aux États-Unis. Au premier trimestre de 2013, la production moyenne de pétrole brut et de LGN de Cenovus a dépassé 180 000 barils par jour, la production moyenne de gaz naturel a été de 545 Mpi<sup>3</sup>/j et les activités de raffinage ont produit en moyenne 439 000 barils par jour de produits raffinés.

### Stratégie

La stratégie de la société consiste à créer de la valeur à long terme pour les actionnaires grâce à la mise en valeur des vastes ressources de sables bitumineux de la société, à son excellence en matière de performance, à sa capacité d'innovation et à sa vigueur financière. Cenovus s'efforce d'accroître sans cesse la valeur de son actif net et de verser un dividende à la fois solide et durable.

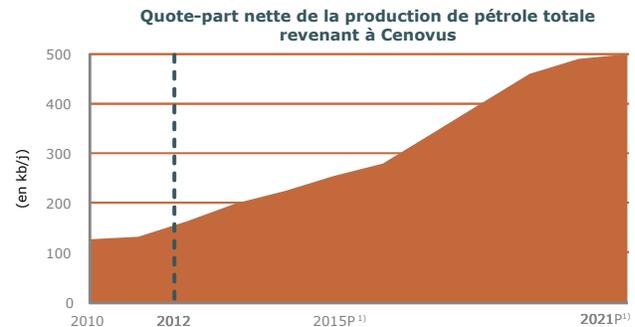
L'approche intégrée de la société permet à Cenovus de profiter de chaque maillon de la chaîne de valeur, de la production jusqu'aux produits finaux de qualité supérieure comme les carburants de transport. Elle repose sur l'ensemble du portefeuille d'actifs de la société :

- les sables bitumineux assurent sa croissance;
- le pétrole brut classique lui permet de dégager des flux de trésorerie à court terme et diversifie ses sources de revenu;
- le gaz naturel alimente en carburant ses installations d'exploitation des sables bitumineux et ses raffineries, en plus de dégager des flux de trésorerie contribuant à financer les programmes d'investissement;
- les raffineries contribuent à réduire l'effet des fluctuations des prix des marchandises.

Pour atteindre ses objectifs de production, la société prévoit que ses dépenses d'investissement totaliseront en moyenne de 3,0 à 3,5 G\$ par an au cours des dix prochaines années. Ces dépenses devraient être principalement financées à l'interne à l'aide, d'une part, des flux de trésorerie que dégagent les activités de production de pétrole brut et de gaz naturel ainsi que les activités de raffinage de la société et, d'autre part, d'une utilisation prudente de ses liquidités et capacités d'emprunt. La société continue de s'affairer à concrétiser son plan d'affaires décennal d'une manière fiable et prévisible en mettant à profit les solides assises qu'elle a édifiées jusqu'à maintenant.

### Production de pétrole

Cenovus a l'intention de pousser sa production de bitume à quelque 400 000 barils par jour et sa production nette de pétrole brut, y compris les activités liées aux hydrocarbures classiques, à environ 500 000 barils par jour d'ici la fin de 2021. La société axe ses efforts sur la mise en valeur de ses importantes ressources de pétrole brut, principalement celles de Foster Creek, Christina Lake, Pelican Lake et Narrows Lake et celles des zones de pétrole avare classique. Les possibilités d'avenir reposent actuellement sur la mise en valeur des terrains dont la société dispose dans la région des sables bitumineux du nord de l'Alberta, et la société poursuivra l'évaluation des nouvelles ressources en forant 350 à 450 puits d'exploration stratigraphiques bruts chaque année au cours des cinq prochains exercices.



1) Capacité de production nette prévue.

## Sables bitumineux

Les installations de la société comprennent les projets de sables bitumineux suivants dans le nord de l'Alberta, exploités selon la technique de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV ») :

	Participation (%)	Volumes de production nette T1 2013 (b/j)	Capacité de production brute actuellement prévue (b/j)
<b>Projets existants</b>			
Foster Creek	50	55 996	310 000
Christina Lake	50	44 351	300 000
Narrows Lake	50	-	130 000
<b>Nouveaux projets</b>			
Grand Rapids	100	-	180 000
Telephone Lake	100	-	300 000

Les projets de Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake sont situés dans la région de l'Athabasca, dans le nord-est de l'Alberta, et sont exploités par Cenovus. En plus de la production actuelle, des travaux d'expansion sont en cours aux phases F, G et H de Foster Creek, et la production supplémentaire liée à la phase F devrait commencer au troisième trimestre de 2014. La phase E du projet de Christina Lake devrait être mise en production au troisième trimestre de 2013; les travaux d'expansion sont en cours aux phases F et G. Au premier trimestre de 2013, Cenovus a déposé une demande et évaluation des incidences environnementales conjointes visant la phase J de Foster Creek et la phase H de Christina Lake. La société prévoit recevoir l'autorisation des organismes de réglementation pour Foster Creek au premier trimestre de 2015 et pour Christina Lake au quatrième trimestre de 2014. En ce qui a trait au bien Narrows Lake, Cenovus a reçu en mai 2012 l'autorisation des organismes de réglementation concernant les phases A, B et C et, en décembre 2012, l'approbation définitive du partenaire concernant la phase A. La préparation et l'approvisionnement du site sont en cours, et la production devrait pouvoir débuter en 2017.

Grand Rapids et Telephone Lake sont deux des nouveaux projets de Cenovus. Au projet Grand Rapids, 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. L'autorisation des organismes de réglementation devrait parvenir à la société au quatrième trimestre de 2013. Le bien Telephone Lake est quant à lui situé dans la région de Borealis. En décembre 2011, Cenovus a déposé une demande et évaluation des incidences environnementales conjointes révisées par suite de l'élargissement de la zone de mise en valeur du projet; la société prévoit obtenir l'autorisation des organismes de réglementation en 2014.

Dans la région de l'Athabasca se situe aussi le bien Pelican Lake, entièrement détenu par la société. Pelican Lake produit du pétrole lourd à l'aide de l'injection de polymères, et sa capacité de production prévue finale s'élève à 55 000 barils par jour.

## Hydrocarbures classiques

La production de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques génère toujours des flux de trésorerie à court terme stables, ce qui assure la diversification des sources de revenu de la société et rend possible la mise en valeur des actifs liés aux sables bitumineux. La production de gaz naturel constitue une couverture économique à l'égard du gaz naturel nécessaire à l'alimentation en carburant des activités en amont et des raffineries; elle procure également à la société des flux de trésorerie contribuant au financement des occasions de croissance.

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2013	
	Pétrole brut et LGN	Gaz naturel
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	235	111
Investissement	190	8
<b>Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur l'investissement</b>	<b>45</b>	<b>103</b>

Cenovus possède des actifs productifs de pétrole brut et de gaz naturel, de même que des actifs de mise en valeur de pétrole avarié. La société utilise par ailleurs la récupération assistée des hydrocarbures à l'aide de dioxyde de carbone à son exploitation de Weyburn, en Saskatchewan.

### Raffinage et commercialisation

Les installations de Cenovus comprennent deux raffineries situées dans les États de l'Illinois et du Texas, aux États-Unis. Ces raffineries sont détenues conjointement avec Phillips 66, société ouverte américaine non liée, et sont exploitées par celle-ci.

	Participation (%)	Capacité nominale T1 2013 (kb/j)
Wood River	50	311
Borger	50	146

Les raffineries de Cenovus permettent à la société de réaliser la pleine valeur de la production de pétrole brut en transformant ce dernier en produits raffinés tels le diesel, l'essence et le carburéacteur, ce qui réduit la volatilité découlant des fluctuations des prix des marchandises en Amérique du Nord. Ce secteur englobe également les activités de commercialisation des achats et des ventes de produits de tiers, 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.

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2013
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	528
Investissement	25
<b>Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur l'investissement</b>	<b>503</b>

### Technologie et environnement

Le développement de technologies joue un rôle décisif dans l'amélioration des quantités de bitume qu'il est possible d'atteindre et d'extraire du sol, la réduction éventuelle des coûts et l'assise de la réputation d'excellence que possède la société en matière d'exécution de projets. La culture d'entreprise de Cenovus est propice aux idées neuves et aux nouvelles approches, et la société a déjà mis au point des solutions novatrices qui permettent de libérer des ressources auparavant inaccessibles. Les considérations environnementales sont inscrites dans toutes les activités de la société, qui a pour objectif de réduire son empreinte environnementale. La société perfectionne des technologies en vue de réduire les quantités d'eau, de gaz naturel et d'électricité consommées dans le cadre de ses activités et de perturber l'environnement le moins possible.

### Dividende

La discipline rigoureuse de la société en matière d'affectation du capital tient compte du versement d'un dividende à la fois solide et durable à ses actionnaires dans le cadre du rendement total qu'elle leur procure. En 2012, le dividende annualisé a été supérieur de 10 % à celui de 2011. Le conseil d'administration a approuvé pour le premier trimestre de 2013 une hausse de 10 % du dividende, qui s'établira à 0,242 \$ par action.

### Valeur de l'actif net

Pour mesurer sa performance, Cenovus emploie divers indicateurs clés, dont la croissance de la valeur de l'actif net. La société reste en bonne voie d'atteindre son objectif, qui est de doubler d'ici la fin de 2015 la valeur qu'avait l'actif net en décembre 2009.

## FAITS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS

Le premier trimestre de 2013 témoigne du dynamisme de l'approche intégrée de Cenovus. Malgré la volatilité persistante des prix du pétrole brut, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et les flux de trésorerie ont augmenté par rapport à 2012, en raison des solides marges de raffinage et des hausses de la production de pétrole brut. Au cours du premier trimestre de 2013, l'écart entre le West Texas Intermediate (« WTI ») et le Western Canadian Select (« WCS ») s'est élargi de 49 %, s'établissant en moyenne à 31,96 \$ US le baril (21,42 \$ US le baril en 2012), et l'écart Brent-WTI a augmenté de 19 %. Même si les activités en amont subissent l'incidence défavorable de l'élargissement des écarts WTI-WCS, les activités de raffinage de la société sont en mesure de tirer parti à la fois de l'écart WTI-WCS pour le pétrole brut canadien grâce aux faibles coûts de la charge d'alimentation et de l'écart Brent-WTI grâce à la vente de produits raffinés à des prix plus élevés.

### Résultats opérationnels du premier trimestre de 2013

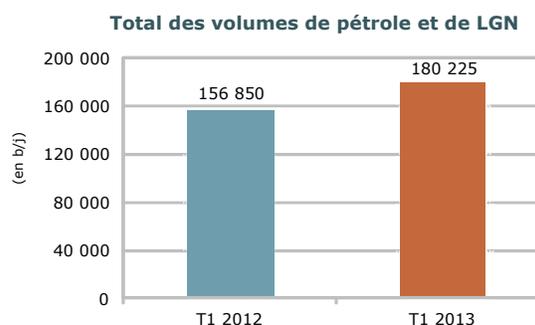
Au premier trimestre, la production moyenne de pétrole brut du secteur Sables bitumineux s'est établie à 124 034 barils par jour, en hausse de 21 % par rapport à 2012. La phase D de Christina Lake, qui est la neuvième phase d'expansion exploitant la DGMV, est entrée en production au troisième trimestre de 2012, et les installations ont même surpassé leur capacité nominale brute de 98 000 barils par jour, inscrivant au cours du trimestre un nouveau record journalier grâce à un plafond de production brute de près de 100 176 barils par jour. La production de Pelican Lake s'est accrue, tandis que celle de Foster Creek n'a que peu varié.

Dans le secteur Hydrocarbures classiques, la production moyenne de pétrole brut et de LGN a été de 56 191 barils par jour, soit une augmentation de 4 %. Cette augmentation est attribuable à la bonne performance des puits en Alberta. La production de pétrole brut de l'Alberta s'est accrue de 9 % et a atteint 32 047 barils par jour en moyenne.

Les installations de raffinage de la société ont produit 439 000 barils par jour de produits raffinés, ce qui signifie une diminution d'environ 26 000 barils par jour, ou 6 %, causée par des activités de maintenance prévues au calendrier. La société a traité en moyenne 416 000 barils par jour de pétrole brut (445 000 au premier trimestre de 2012), dont 197 000 barils par jour de brut lourd (199 000 barils au premier trimestre de 2012). Malgré les diminutions des volumes de produits raffinés, les solides marges de raffinage découlant des escomptes sur les coûts de la charge d'alimentation en pétrole brut et de la hausse des marges de craquage ont permis de dégager des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles élevés.

Les autres résultats opérationnels importants du premier trimestre par rapport à ceux de 2012 comprennent notamment :

- la production moyenne à Christina Lake a été de 44 351 barils par jour, soit une hausse de 79 % par suite de l'exploitation à pleine capacité de la phase C à compter du deuxième trimestre de 2012 et du démarrage de la phase D au troisième trimestre de 2012;
- la production à Foster Creek s'est élevée en moyenne à 55 996 barils par jour, ce qui signifie une baisse de 2 % ayant découlé de la mise hors production d'un nombre inhabituellement élevé de puits en raison de problèmes mécaniques de fond de trou;
- la production à Pelican Lake s'est établie en moyenne à 23 687 barils par jour, ayant progressé de 14 % grâce au programme de forage intercalaire et d'injection de polymères que la société y a mené;
- la production de gaz naturel a diminué de 14 % et s'est établie en moyenne à 545 Mpi<sup>3</sup> par jour, ce qui est essentiellement imputable aux baisses normales de rendement prévues;
- la maintenance des raffineries, prévue au calendrier, a été menée à bien;
- une plus grande quantité de pétrole brut peut désormais être acheminée vers de nouveaux marchés grâce à l'accroissement des volumes de pétrole brut transportés dans un pipeline vers la côte ouest et au transport ferroviaire d'environ 6 000 barils par jour jusqu'à la côte est et les États-Unis.



## Résultats financiers du premier trimestre de 2013

Pour bien comprendre les tendances et les événements qui ont eu une incidence sur les résultats financiers de la société, la présente analyse doit être lue en parallèle avec le rapport de gestion annuel de 2012.

Au premier trimestre, l'approche intégrée de la société a contribué à atténuer l'incidence de l'élargissement de l'écart de prix WTI-WCS, qui a entraîné une baisse des prix du pétrole brut canadien, grâce à des marges de raffinage toujours importantes et à un volume de production de pétrole brut élevé, ce qui a permis de dégager des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de 1 211 M\$, soit une hausse de 12 %, et des flux de trésorerie de 971 M\$, soit une hausse de 7 %. Le résultat opérationnel s'est chiffré à 391 M\$, soit une hausse de 15 % attribuable principalement à l'accroissement des flux de trésorerie. Pour sa part, le résultat net a reculé de 60 % pour se fixer à 171 M\$, ce qui s'explique essentiellement par des pertes latentes liées à la gestion des risques et au change, comparativement à des profits en 2012. La société a versé un dividende trimestriel de 0,242 \$ par action (0,22 \$ par action en 2012), soit une hausse de 10 %, ce qui témoigne de l'engagement constant de la société à verser un dividende à la fois solide et durable à ses actionnaires dans le cadre du rendement total qu'elle leur procure.

Les autres faits saillants financiers du premier trimestre par rapport à 2012 sont notamment les suivants :

### *Produits des activités ordinaires*

Les produits des activités ordinaires se sont chiffrés à 4 319 M\$, soit une diminution de 245 M\$, ou 5 %, en raison des facteurs suivants :

- le prix de vente moyen du pétrole brut (compte non tenu des opérations de couverture financière) a baissé de 27 % et s'est établi à 54,02 \$ le baril;
- les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont baissé de 46 M\$ en raison des activités de maintenance des raffineries, prévues au calendrier, qui ont réduit la production de produits raffinés;
- les volumes de vente du gaz naturel ont baissé de 14 % à cause surtout des déclin normaux de rendement prévus de la production.

La baisse des produits des activités ordinaires a été atténuée par les éléments suivants :

- une augmentation de 12 % des volumes de vente du pétrole brut;
- une diminution de 52 % des redevances par suite d'une baisse des prix du pétrole brut et d'une augmentation des investissements;
- un accroissement des volumes des condensats utilisés pour la fluidification a été annulé en partie par une diminution des prix de condensats;
- le prix de vente moyen du gaz naturel (compte non tenu des opérations de couverture financière) a progressé de 30 %, pour se chiffrer à 3,25 \$ le kpi<sup>3</sup>.

### *Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles*

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 1 211 M\$, ce qui signifie une augmentation de 126 M\$, ou 12 %, attribuable à ce qui suit :

- les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté de 261 M\$ grâce à la baisse des coûts de la charge d'alimentation des raffineries, qui a été en partie annulée par une diminution de la production de produits raffinés découlant des activités de maintenance prévues au calendrier.

Ce facteur a été compensé en partie par une baisse de 135 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles en amont imputable aux éléments suivants :

- une réduction des produits en amont par suite de diminutions des prix de vente moyens du pétrole brut a été en partie compensée par des hausses des volumes de production et une réduction des redevances;
- une augmentation de 21 M\$ des charges opérationnelles en amont, surtout par suite de l'accroissement de la production à Christina Lake, de la montée des coûts du carburant découlant de la hausse du prix de référence AECO, ainsi que de l'augmentation des coûts des produits chimiques liés à l'expansion de l'injection de polymères et celle des coûts liés à la main-d'œuvre nécessaire à l'expansion par phases. Ces facteurs ont été en partie annulés par la diminution des coûts de réparation et de maintenance.

### Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie ont totalisé 971 M\$, ayant augmenté de 67 M\$, ou 7 %, en raison de la hausse des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, qui a été annulée en partie par une augmentation des frais généraux et frais d'administration, exclusion faite des charges au titre des primes d'intéressement à long terme hors trésorerie.

### Résultat opérationnel

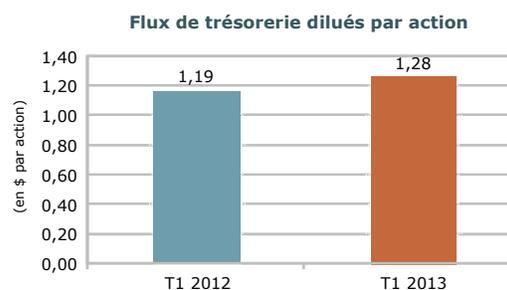
Le résultat opérationnel s'est chiffré à 391 M\$, ayant augmenté de 51 M\$, par suite de hausses des flux de trésorerie, annulés par des variations d'éléments hors trésorerie.

### Résultat net

Le résultat net s'est chiffré à 171 M\$, soit une baisse de 255 M\$, ou 60 %, principalement imputable aux pertes latentes liées à la gestion des risques et au change inscrites au premier trimestre par rapport à des gains en 2012.

### Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 915 M\$, soit un montant comparable à celui de 2012, ayant augmenté de 2 %, principalement à cause de l'expansion des phases des installations d'exploitation des sables bitumineux.



## RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

### Volumes de production de pétrole brut et de LGN

(en barils par jour)

	Trimestres clos les 31 mars		
	2013	Variation	2012
<b>Sables bitumineux</b>			
Foster Creek	55 996	(2) %	57 214
Christina Lake	44 351	79 %	24 733
Pelican Lake	23 687	14 %	20 730
<b>Hydrocarbures classiques</b>			
Pétrole lourd	16 712	1 %	16 624
Pétrole moyen et léger	38 508	6 %	36 411
LGN <sup>1)</sup>	971	(15) %	1 138
<b>Total de la production de pétrole brut et de LGN</b>	<b>180 225</b>	<b>15 %</b>	<b>156 850</b>

1) Les LGN comprennent les volumes de condensats.

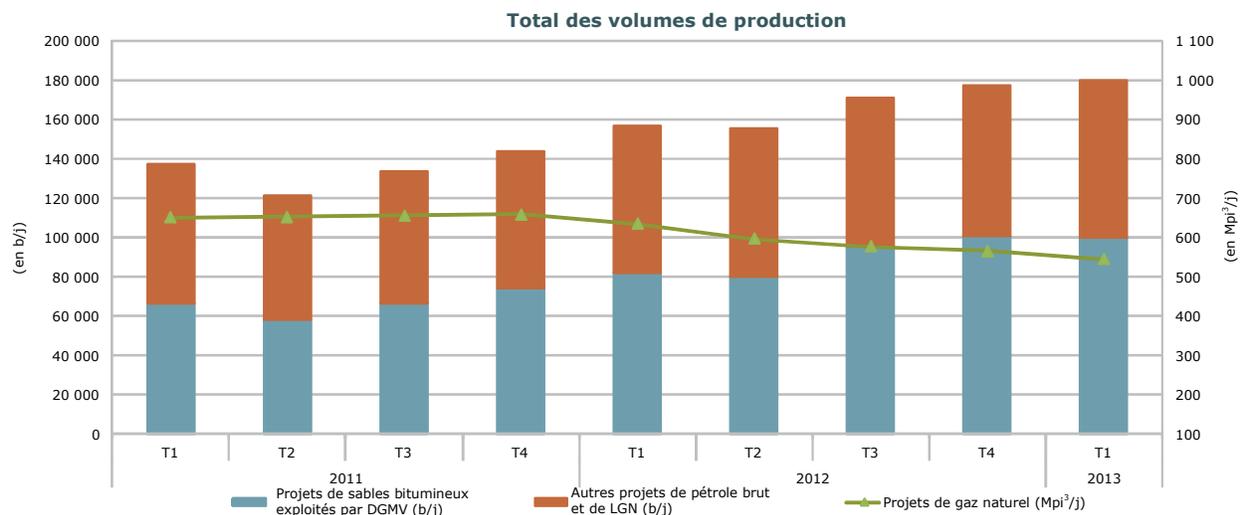
Au premier trimestre, la production de pétrole brut et de LGN a augmenté, en raison de l'exploitation à pleine capacité de la phase C de Christina Lake à compter du deuxième trimestre de 2012 et du démarrage de la phase D au troisième trimestre de 2012. La production a aussi augmenté en raison de l'accroissement de la production à Pelican Lake découlant du programme de forages intercalaires et d'injection de polymères et de la progression de la production de pétrole brut moyen et léger par suite de la meilleure performance des puits horizontaux en Alberta. Ces hausses ont été légèrement atténuées par des baisses de production à Foster Creek ayant découlé de la mise hors production d'un nombre inhabituellement élevé de puits en raison de problèmes mécaniques de fond de trou.

### Volumes de production de gaz naturel

(en Mpi<sup>3</sup> par jour)

	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
Hydrocarbures classiques	525	595
Sables bitumineux	20	41
	<b>545</b>	<b>636</b>

Au premier trimestre, la production de gaz naturel de la société a reculé par rapport à celle de 2012, comme prévu, par suite de la décision de Cenovus d'affecter ses dépenses d'investissement à ses biens pétroliers. Étant donné la faiblesse des prix des marchandises, Cenovus a décidé de gérer les dépenses d'investissement consacrées au gaz naturel depuis plusieurs années en se concentrant sur les projets dont le taux de rendement est élevé.



### Prix nets opérationnels

	Trimestres clos les 31 mars			
	2013		2012	
	Pétrole brut (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi³)	Pétrole brut (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi³)
Prix <sup>1)</sup>	54,02	3,25	74,22	2,50
Redevances	3,43	0,05	8,10	0,06
Transport et fluidification <sup>1)</sup>	2,82	0,15	2,83	0,13
Charges opérationnelles	15,27	1,14	14,81	1,08
Taxe à la production et impôts miniers	0,56	0,03	0,59	0,02
<b>Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>31,94</b>	<b>1,88</b>	47,89	1,21
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	2,64	0,39	(1,68)	1,03
<b>Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>34,58</b>	<b>2,27</b>	46,21	2,24

1) Le brut lourd est mélangé avec des condensats achetés. Les prix du pétrole brut et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte des achats de condensats de 31,26 \$ le baril (30,36 \$ le baril en 2012).

Au premier trimestre, le prix net opérationnel moyen pour le pétrole brut, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a diminué de 15,95 \$ le baril par rapport à celui de 2012, surtout à cause de la baisse des prix de vente. Les prix de vente ont diminué au premier trimestre, ce qui concorde avec la baisse marquée des prix de référence, les écarts moyens WTI-WCS s'étant élargis pour atteindre 31,96 \$ US le baril par rapport à 21,24 \$ US le baril en 2012. Les diminutions de prix ont été compensées en partie par une réduction des redevances à Foster Creek.

Le prix net opérationnel moyen obtenu sur le gaz naturel, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a augmenté pour sa part de 0,67 \$ le kpi<sup>3</sup> au premier trimestre par rapport à 2012, principalement par suite de la hausse des prix de vente, qui a été annulée en partie par l'accroissement des charges opérationnelles unitaires découlant de la diminution des volumes de production.

## Raffinage<sup>1)</sup>

	Trimestres clos les 31 mars		
	2013	Variation	2012
Production de pétrole brut (kb/j)	416	(7) %	445
Pétrole lourd	197	(1) %	199
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	91	(7) %	98
Produits raffinés (kb/j)	439	(6) %	465

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

Les activités de maintenance prévues au cours du premier trimestre ont réduit la production de pétrole brut, les taux d'utilisation et la production de produits raffinés. Malgré ces diminutions, le volume de pétrole lourd traité au premier trimestre est demeuré comparable à celui de 2012, ce qui témoigne de la capacité de la société à traiter une proportion plus grande de la charge d'alimentation en pétrole lourd et de l'optimisation de la charge d'alimentation totale de pétrole brut au cours d'une période où les coûts sont moins élevés.

Le lecteur trouvera de plus amples informations sur les variations des volumes de production, les éléments pris en compte dans le calcul des prix nets opérationnels et des données sur le raffinage à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les activités de gestion des risques de Cenovus, se reporter à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion et aux notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires.

## PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS

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 les taux de change moyens du dollar américain par rapport au dollar canadien destinés à faciliter la lecture des résultats financiers de la société.

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

	T1 2013	T4 2012	T1 2012
<b>Prix du pétrole brut (\$ US/b)</b>			
Contrats à terme normalisés sur le Brent			
Moyenne	112,64	110,13	118,45
Fin de la période	110,02	111,11	122,88
WTI			
Moyenne	94,36	88,23	103,03
Fin de la période	97,23	91,82	103,02
Écart moyen Brent/WTI	18,28	21,90	15,42
WCS			
Moyenne	62,40	70,12	81,61
Fin de la période	82,71	59,16	79,52
Écart moyen WTI/WCS	31,96	18,11	21,42
Prix moyen des condensats (C5 à Edmonton)	107,23	98,14	110,16
Écart moyen WTI/condensats (positif)	(12,87)	(9,91)	(7,13)
<b>Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries<sup>2)</sup> (\$ US/b)</b>			
Chicago	27,53	28,18	19,00
Midwest Combined (« groupe 3 »)	27,93	28,49	21,50
<b>Moyenne des prix du gaz naturel</b>			
Prix AECO (\$/GJ)	2,92	2,90	2,39
Prix NYMEX (\$ US/MBtu)	3,34	3,40	2,74
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/MBtu)	0,27	0,31	0,21
<b>Taux de change (\$ US par \$ CA)</b>			
Moyenne	0,992	1,009	0,999

1) Ces prix de référence ne sont pas le reflet des prix de vente réalisés par la société. Pour obtenir les prix de vente réalisés moyens et les résultats de la gestion des risques de la société, se reporter au tableau des prix nets opérationnels de la rubrique « Résultat opérationnel » du présent rapport de gestion.

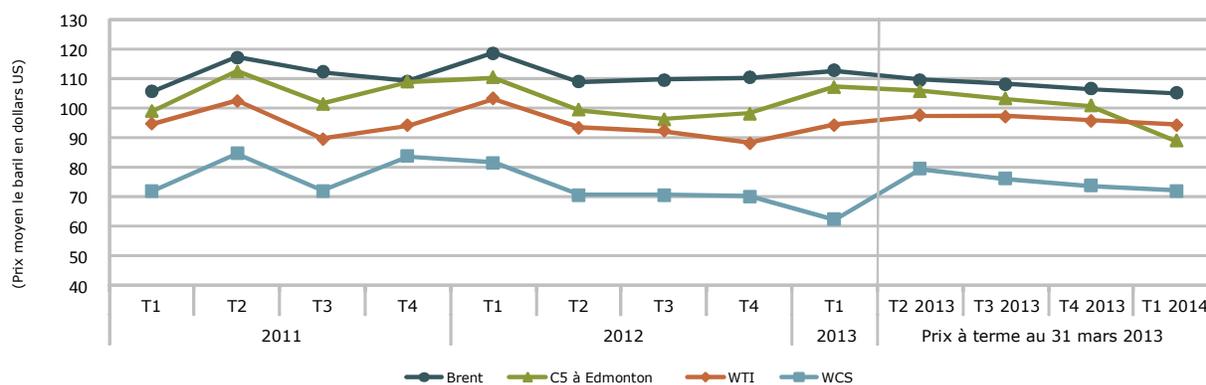
2) La marge de craquage 3-2-1 est un indicateur de la marge de raffinage résultant de la transformation de trois barils de pétrole brut en deux barils d'essence ordinaire sans plomb et un baril de diesel à très faible teneur en soufre calculé en fonction des prix de la charge d'alimentation en pétrole brut selon le prix du WTI et à l'aide de la méthode du dernier entré, premier sorti.

### 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. Au premier trimestre, le prix moyen du pétrole brut Brent a été légèrement inférieur à celui de la même période de 2012, se situant en moyenne à 113 \$ US le baril, surtout lorsque les préoccupations se sont apaisées à l'égard du fait que les sanctions économiques prévues et les opérations militaires possibles contre l'Iran pourraient éventuellement réduire la production de pétrole brut de ce pays. La diminution des prix a aussi été atténuée en partie par l'accroissement de la demande mondiale qui a surpassé l'offre des pays qui ne sont pas membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole.

Le WTI est un important prix de référence pour le pétrole brut canadien, car il reflète les prix intérieurs du brut 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. Au cours des deux dernières années, le WTI s'est négocié à un escompte important par rapport au Brent puisque l'essor de l'offre intérieure de pétrole brut a pesé lourd sur les capacités de transport par pipeline à partir des marchés intérieurs de pétrole brut. Cet escompte s'est accru au premier trimestre par rapport à la même période de 2012, car les arrêts de production prolongés des raffineries dans le Midwest américain ont fait diminuer la demande de pétrole brut léger intérieur et les contraintes du transport par pipeline entre Cushing et les marchés de la côte américaine du golfe du Mexique ont créé de la congestion. Vers la fin du trimestre, l'escompte a commencé à s'atténuer en prévision de l'amélioration du transport par pipeline du pétrole brut du marché de la région de Cushing.

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. L'écart moyen entre le WTI et le WCS s'est élargi considérablement au premier trimestre, car l'offre accrue découlant de la résolution des interruptions, la production supplémentaire attendue du nord de l'Alberta et l'accroissement de la demande saisonnière de condensats ont aggravé la congestion du réseau de transport hors du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC »). Vers la fin du trimestre, les écarts se sont resserrés en raison des retards dans la production prévue du nord de l'Alberta et des nouvelles interruptions de l'approvisionnement en pétrole brut lourd.



La fluidification du bitume et du pétrole lourd au moyen de condensats permet le transport de la production de Cenovus. Les ratios de fluidification de la société varient de 10 % à 33 %. L'écart WTI-condensats correspond au prix de référence des condensats à Edmonton par rapport au prix du WTI. Il n'existe aucune corrélation entre les écarts WTI-WCS d'une part et WTI-condensats d'autre part. En outre, les fluctuations des prix tendent à ne pas être parallèles. Les écarts relatifs aux condensats à Edmonton se sont élargis de 5,74 \$ US le baril au premier trimestre, par rapport à 2012, malgré la diminution des écarts relatifs aux condensats sur la côte du golfe du Mexique. Cette diminution est imputable à l'augmentation des écarts positifs relatifs aux condensats à Edmonton en raison des options de transport restreintes entre la côte du golfe du Mexique et Edmonton. La faiblesse des prix du WTI a également contribué à l'élargissement des écarts WTI-condensats.

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

Les marges de craquage moyennes sur les marchés intérieurs des États-Unis (aussi bien Chicago que groupe 3) au premier trimestre ont augmenté par rapport à la même période de 2012 par suite de l'accroissement des escomptes sur le brut nord-américain intérieur (WTI) et des arrêts de production prolongés de nombreuses raffineries du Midwest américain.



Les marges de craquage de référence donnent un aperçu simplifié du marché et sont calculées selon la méthode comptable dernier entré, premier sorti, et le prix de la charge de pétrole brut correspond au prix du WTI du mois courant. Les marges de craquage qu'obtient la société sont tributaires de nombreux autres facteurs dont la diversité des sources de charge de pétrole brut, la configuration de la raffinerie et la production, outre les coûts de la charge d'alimentation, qui sont établis selon la méthode du premier entré, premier sorti.

### Autres prix de référence

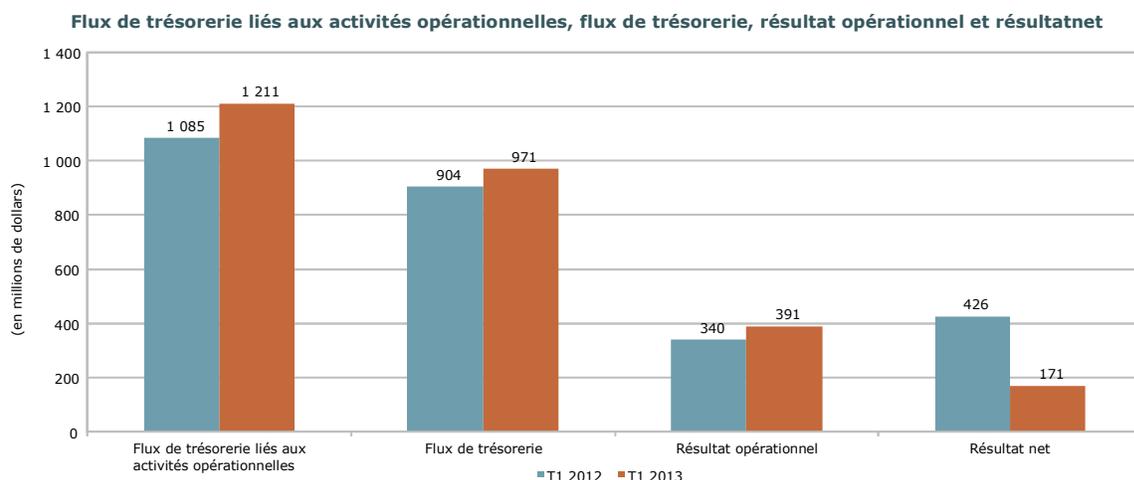
Les prix moyens du gaz naturel au premier trimestre ont augmenté en raison de la baisse considérable des stocks de gaz par rapport à la même période de 2012 causée par la vigueur de la demande et la diminution de l'offre. L'accroissement de la demande est surtout attribuable à une remontée rapide de la demande résidentielle et commerciale, les conditions météorologiques ayant été plus normales en 2013, que les températures clémentes du premier trimestre de 2012. Même si la génération d'énergie à partir du gaz a chuté considérablement depuis 2012, elle demeure solide par rapport aux exercices précédents.

L'affaiblissement du dollar canadien en regard du dollar américain a un effet positif sur les produits des activités ordinaires de Cenovus étant donné que les prix de vente du pétrole brut et des produits raffinés de la société sont établis en fonction de prix de référence libellés en dollars américains. De façon analogue, comme les résultats liés au raffinage sont libellés en dollars américains, toute dépréciation du dollar canadien améliore les résultats que déclare la société, bien qu'un affaiblissement gonfle aussi les dépenses d'investissement liées au raffinage de la société pour la période écoulée. Au premier trimestre, le dollar canadien s'est incliné légèrement devant le dollar américain par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, mais le taux de change est resté voisin de la parité.

## RÉSULTATS FINANCIERS

### Sommaire des résultats financiers consolidés

Les principaux indicateurs de performance sont analysés en détail dans les paragraphes qui suivent.



(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2013 T1	2012				2011			
		T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>4 319</b>	3 724	4 340	4 214	4 564	4 329	3 858	4 009	3 500
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles<sup>1)</sup></b>	<b>1 211</b>	963	1 310	1 078	1 085	1 019	945	1 064	834
<b>Flux de trésorerie<sup>1)</sup></b>	<b>971</b>	697	1 117	925	904	851	793	939	693
dilués par action	<b>1,28</b>	0,92	1,47	1,22	1,19	1,12	1,05	1,24	0,91
<b>Résultat opérationnel<sup>1)2)</sup></b>	<b>391</b>	(188)	432	284	340	332	303	395	209
dilué par action <sup>2)</sup>	<b>0,52</b>	(0,25)	0,57	0,37	0,45	0,44	0,40	0,52	0,28
<b>Résultat net<sup>2)</sup></b>	<b>171</b>	(117)	289	397	426	266	510	655	47
de base par action <sup>2)</sup>	<b>0,23</b>	(0,15)	0,38	0,53	0,56	0,35	0,68	0,87	0,06
dilué par action <sup>2)</sup>	<b>0,23</b>	(0,15)	0,38	0,52	0,56	0,35	0,67	0,86	0,06
<b>Dépenses d'investissement<sup>3)</sup></b>	<b>915</b>	978	830	660	900	903	631	476	713
<b>Dividendes en numéraire par action</b>	<b>184</b>	167	166	166	166	151	150	151	151
	<b>0,242</b>	0,22	0,22	0,22	0,22	0,20	0,20	0,20	0,20

1) Mesure hors PCGR définie dans le présent rapport de gestion.

2) La société a retraité les périodes antérieures par suite de l'adoption de nouvelles normes comptables. Se reporter à la rubrique « Jugements, estimations et méthodes comptables d'importance critique » du présent rapport de gestion pour obtenir plus de détails.

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

## Variation des produits des activités ordinaires

(en millions de dollars)

<b>Produits des activités ordinaires du trimestre clos le 31 mars 2012</b>		<b>4 564</b>
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :		
Sables bitumineux		(50)
Hydrocarbures classiques		(27)
Raffinage et commercialisation		(46)
Activités non sectorielles et éliminations		(122)
<b>Produits des activités ordinaires du trimestre clos le 31 mars 2013</b>		<b>4 319</b>

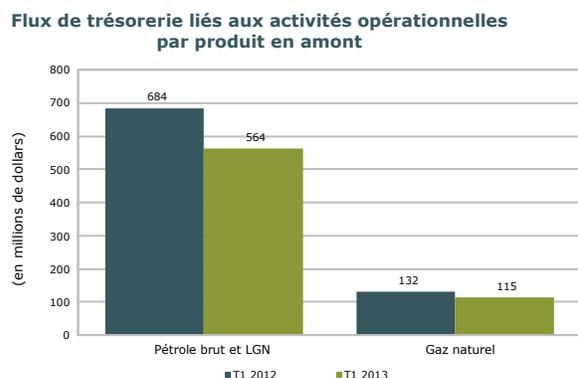
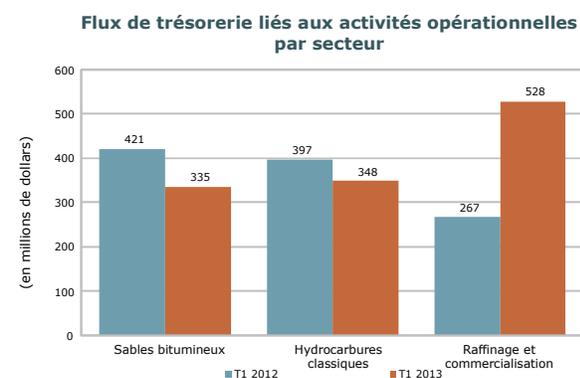
Les produits en amont ont diminué de 5 % du fait de la baisse des prix réalisés sur le pétrole brut et des condensats et le déclin naturel de la production de gaz, facteurs qui ont été atténués par la hausse de la production de pétrole brut et des volumes de condensats, la baisse des redevances et l'accroissement des prix réalisés sur le gaz naturel. Les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont diminué de 2 % en raison d'un recul de la production de produits raffinés causé par des activités de maintenance prévues au calendrier. La hausse des produits tirés des ventes à des tiers effectuées par le groupe Commercialisation en vue de fournir à la société une meilleure souplesse en matière d'activités opérationnelles a compensé en partie la diminution des produits tirés du raffinage.

Enfin, les produits tirés du secteur Activités non sectorielles et éliminations se rapportent aux ventes et aux produits opérationnels qui s'effectuent entre les secteurs; ils sont comptabilisés aux prix de cession interne, eux-mêmes établis en fonction des prix en vigueur sur le marché. Pour de plus amples renseignements sur les produits des activités ordinaires de Cenovus, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

## Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles constituent une mesure hors PCGR qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'un exercice à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie des actifs de la société. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles correspondent aux produits des activités ordinaires, déduction faite des produits achetés, des frais de transport et de fluidification, des charges opérationnelles ainsi que de la taxe sur la production et des impôts miniers, plus les profits réalisés, moins les pertes réalisées liées à la gestion des risques. Les éléments du secteur Activités non sectorielles et éliminations sont exclus du calcul des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>4 441</b>	4 564
(Ajouter) déduire :		
Produits achetés	2 277	2 589
Frais de transport et de fluidification	558	494
Charges opérationnelles	443	415
Taxe sur la production et impôts miniers	10	10
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(58)	(29)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>1 211</b>	1 085

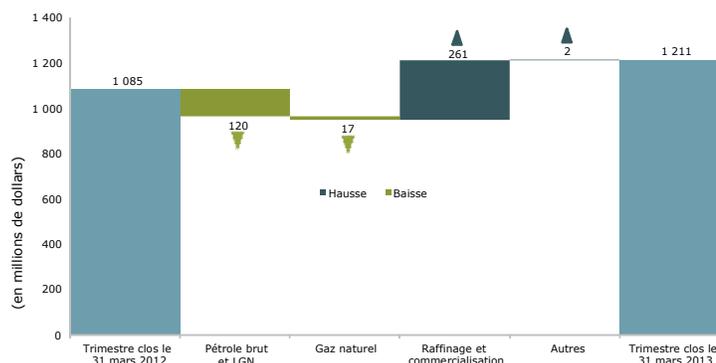


### Variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles pour le trimestre clos le 31 mars 2013 par rapport au trimestre clos le 31 mars 2012

Au cours du premier trimestre, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont progressé de 126 M\$, ou 12 %, par rapport à 2012.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables à la production de pétrole brut et de LGN ont diminué de 120 M\$, ou 18 %, en raison de la baisse des prix de vente moyens du pétrole brut, qui a été compensée en partie par l'accroissement des volumes de production.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles tirés du gaz naturel ont reculé de 17 M\$, ou 13 %, par suite de la réduction des volumes de production occasionnée par les reculs normaux de rendement prévus, atténuée par la hausse des prix de vente du gaz naturel.



Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation ont progressé de 261 M\$, ou 98 %, sous l'effet de la baisse des coûts liés à la charge d'alimentation des raffineries, qui a été en partie annulée par la réduction du débit des raffineries liée aux activités de maintenance prévues au calendrier.

D'autres détails sur les facteurs expliquant la variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles figurent à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

#### Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie constituent une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer la capacité d'une entreprise de financer ses programmes d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières. Les flux de trésorerie s'entendent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, exclusion faite de la variation nette des autres actifs et des autres passifs et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement.

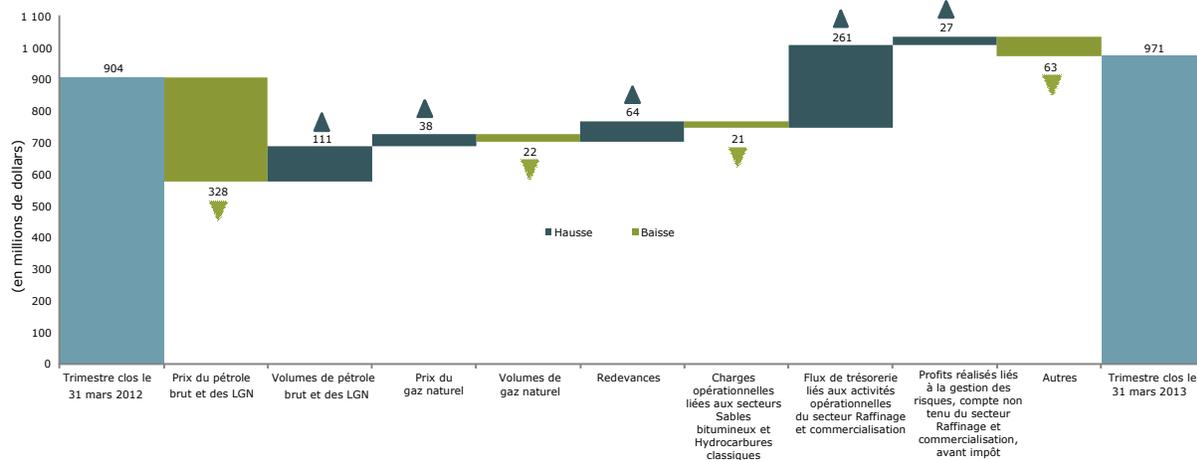
(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>895</b>	665
(Ajouter) déduire :		
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(34)	(32)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(42)	(207)
<b>Flux de trésorerie</b>	<b>971</b>	904

### Variation des flux de trésorerie pour le trimestre clos le 31 mars 2013 par rapport au trimestre clos le 31 mars 2012

L'approche intégrée de Cenovus lui permet de tirer parti de l'ensemble de la chaîne de valeur, de la production aux produits raffinés. Le trimestre en témoigne, car la réduction du prix réalisé sur le pétrole brut, due à l'élargissement des écarts entre le pétrole léger et le pétrole lourd, a entraîné une diminution des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles en amont, mais s'est soldée par une hausse des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au raffinage grâce à la baisse des coûts liés à la charge d'alimentation.

Au premier trimestre, les flux de trésorerie de Cenovus ont progressé de 67 M\$, ou 7 %, principalement en raison des facteurs suivants :

- l'augmentation de 261 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation sous l'effet de la baisse des coûts de la charge d'alimentation des raffineries, en partie annulée par la réduction du débit des raffineries liée aux activités de maintenance prévues au calendrier;
- la hausse de 12 % des volumes de vente du pétrole brut;
- la diminution de 64 M\$ des redevances surtout à Foster Creek en raison d'une baisse des prix du pétrole brut et d'un accroissement des dépenses d'investissement et, pour le secteur Hydrocarbures classiques, en raison aussi des reculs des prix du pétrole brut;
- une augmentation de 30 % du prix de vente moyen du gaz naturel, qui s'est élevé à 3,25 \$ le kpi<sup>3</sup>;
- les profits réalisés de 62 M\$ liés à la gestion des risques, avant impôt, compte non tenu du secteur Raffinage et commercialisation, comparativement à des profits de 35 M\$ en 2012.



La progression des flux de trésorerie a été en partie annulée par les facteurs suivants :

- la diminution de 27 % du prix de vente moyen du pétrole brut, qui s'est chiffré à 54,02 \$ le baril;
- la hausse des frais généraux et frais d'administration, exclusion faite des charges au titre des primes d'intéressement à long terme hors trésorerie;
- un fléchissement de 14 % de la production de gaz naturel, principalement par suite des déclin normaux de rendement prévus;
- une augmentation de 21 M\$ des charges opérationnelles en amont, atténuée par l'accroissement de la production de pétrole brut à Christina Lake et à Pelican Lake. Les charges opérationnelles par baril de brut se sont accrues, pour se fixer à 15,27 \$, surtout à cause des hausses des coûts du carburant, ce qui concorde avec la contraction du prix de référence AECO.

### Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel est une mesure hors PCGR qui, parce qu'elle élimine les éléments non opérationnels, permet d'assurer la comparabilité de la performance financière sous-jacente de la société d'une période à l'autre. Le résultat opérationnel 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 latents 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, après impôt, des profits (pertes) de change, après impôt, au règlement d'opérations intersociétés, des profits (pertes) à la sortie d'actifs, après impôts, de la charge d'impôt différé au titre du change lié à la dette intersociétés en dollars américains constatée à des fins fiscales uniquement et de l'incidence des modifications des taux d'imposition prévus par la loi.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
<b>Résultat net</b>	<b>171</b>	426
Ajouter (déduire)		
(Profit) perte latente liée à la gestion des risques, après impôt <sup>1)</sup>	<b>173</b>	(48)
(Profit) perte de change non opérationnelle latente, après impôt <sup>2)</sup>	<b>47</b>	(38)
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>391</b>	340

1) Le profit (la perte) latent lié à la gestion des risques, après impôt, tient compte de la reprise d'un profit (d'une perte) latent comptabilisé au cours de périodes antérieures.

2) Le profit (la perte) de change latent, après impôt, inclut la conversion des billets libellés en dollars américains émis au Canada et l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, le profit (la perte) 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 a augmenté de 51 M\$, ou 15 %, par rapport à 2012 en raison d'une hausse des flux de trésorerie, comme il en a déjà été fait mention, et du recouvrement au titre des primes d'intéressement à long terme hors trésorerie comptabilisé en 2013 alors qu'une charge l'avait été en 2012, facteurs qui ont été en partie compensés par la hausse de la charge d'amortissement et d'épuisement et de la charge d'impôt différé.

## Variation du résultat net

(en millions de dollars)

<b>Résultat net du trimestre clos le 31 mars 2012</b>	<b>426</b>
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :	
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	126
Activités non sectorielles et éliminations	
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques, après impôt	(221)
Profit (perte) de change latent	(81)
Charges <sup>1)</sup>	4
Amortissement et épuisement	(55)
Impôt sur le résultat, à l'exclusion de l'impôt sur le profit (perte) latent lié à la gestion des risques	(28)
<b>Résultat net du trimestre clos le 31 mars 2013</b>	<b>171</b>

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

Au premier trimestre, le résultat net a diminué de 255 M\$, ou 60 %, principalement à cause des pertes de 173 M\$ liées à la gestion des risques, après impôt, alors que des profits de 48 M\$ avaient été comptabilisés en 2012.

Au nombre des autres facteurs importants qui ont influé sur le résultat net du trimestre figurent les suivants :

- des pertes de change latentes de 50 M\$ comparativement à des profits de 31 M\$ en 2012;
- une hausse de 55 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement faisant suite à l'accroissement de la production de pétrole brut et au relèvement des taux d'amortissement et d'épuisement du fait de la hausse des coûts de mise en valeur futurs associés aux réserves prouvées totales, éléments en partie atténués par la réduction de la production de gaz naturel;
- une augmentation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles analysée plus haut.

## Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)

	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
Sables bitumineux	677	636
Hydrocarbures classiques	198	231
Raffinage et commercialisation	25	(2)
Activités non sectorielles	15	35
<b>Dépenses d'investissement</b>	<b>915</b>	900
Acquisitions	3	8
Sorties d'actifs	(1)	(66)
<b>Dépenses d'investissement, montant net<sup>1)</sup></b>	<b>917</b>	842

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

Au premier trimestre, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont visé essentiellement la mise en valeur des phases d'expansion de Foster Creek et de Christina Lake et l'agrandissement des installations et les activités de forage intercalaire liées à l'injection de polymères à Pelican Lake. De plus, les dépenses d'investissement à Narrows Lake ont visé la préparation du site et l'approvisionnement de la phase A par suite de la réception de l'approbation du partenaire en décembre 2012. La construction de l'usine de la phase A devrait débuter au troisième trimestre de 2013. Les dépenses d'investissement ont porté sur le forage de 312 puits de forage stratigraphique bruts. Les résultats serviront principalement à l'expansion et à la mise en valeur des projets du secteur Sables bitumineux.

Les dépenses d'investissement du secteur Hydrocarbures classiques étaient axées sur des programmes de forage, de complétion et de remise en production d'installations situées en Saskatchewan et en Alberta.

Les dépenses d'investissement du secteur Raffinage et commercialisation étaient axées sur la maintenance des immobilisations et des projets d'amélioration de la fiabilité et de la sécurité des raffineries.

Les dépenses d'investissement comprennent les sommes accordées au développement de technologies. Les équipes concernées cherchent des moyens de perfectionner les technologies actuelles ou d'en mettre au point de nouvelles dans l'espoir d'améliorer les techniques de récupération employées pour atteindre le pétrole brut et le gaz naturel.

Les dépenses d'investissement du secteur Activités non sectorielles et éliminations ont été consacrées aux technologies de l'information et aux améliorations locatives de nouveaux locaux à bureaux.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les dépenses d'investissement, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

## Décisions relatives aux dépenses d'investissement

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

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

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
Flux de trésorerie	971	904
Dépenses d'investissement (capitaux engagés et capital-développement)	915	900
Flux de trésorerie disponibles <sup>1)</sup>	56	4
Dividendes versés	184	166
	(128)	(162)

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

La société prévoit accroître au cours de la prochaine décennie sa production nette de pétrole brut pour lui faire atteindre approximativement 500 000 barils par jour. Pour atteindre cet objectif, il lui faudra sans doute consentir des dépenses d'investissement de 3,0 G\$ à 3,5 G\$ par année. Les flux de trésorerie dégagés en interne par les activités de pétrole brut, de gaz naturel et de raffinage devraient financer une grande partie des besoins de trésorerie; cependant, une partie des besoins de la société exigera peut-être des activités de financement et de gestion du portefeuille d'actifs. Au 31 mars 2013, la trésorerie et les équivalents de trésorerie pouvant servir à financer des dépenses d'investissement futures se chiffraient à environ 978 M\$. Pour en savoir plus sur les mesures financières de la société, se reporter à la section « Situation de trésorerie et sources de financement ».

## SECTEURS À PRÉSENTER

Les secteurs à présenter de la société se décrivent comme suit :

**Sables bitumineux**, qui se consacre aux activités de mise en valeur et de production des actifs liés au bitume de Cenovus à Foster Creek, à Christina Lake et à Narrows Lake, ainsi que les actifs liés au pétrole lourd à Pelican Lake. Ce secteur comprend également les actifs liés au gaz naturel de l'Athabasca et divers projets encore aux premiers stades de la mise en valeur, comme Grand Rapids et Telephone Lake. Certains des terrains de sables bitumineux de la société que celle-ci exploite, notamment ceux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake, sont détenus conjointement avec ConocoPhillips, société ouverte américaine non apparentée.

**Hydrocarbures classiques**, qui comprend la mise en valeur et la production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN classiques en Alberta et en Saskatchewan, notamment le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du dioxyde de carbone de Weyburn et les zones d'intérêt de pétrole avare.

**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 et exploitées par celle-ci. Ce secteur assure aussi la commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel de Cenovus, en plus de conclure avec des tiers des achats et des ventes de produits qui lui procurent une marge de manœuvre relativement aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle.

**Activités non sectorielles et éliminations**, qui comprend principalement les profits ou les pertes latents comptabilisés à l'égard des instruments financiers dérivés, les profits ou pertes à la sortie d'actifs, ainsi que d'autres coûts de Cenovus au titre des activités générales, administratives et de financement. Lorsqu'un instrument financier est réglé, le profit réalisé (ou la perte réalisée) est comptabilisé dans le secteur opérationnel auquel se rapporte l'instrument dérivé. Les éliminations sont liées aux ventes, au résultat opérationnel et aux achats intersectoriels de produits qui sont constatés aux prix de cession interne en fonction des prix du marché courants, ainsi qu'au résultat intersectoriel non réalisé sur les stocks.

## Produits des activités ordinaires par secteur à présenter

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
Sables bitumineux	986	1 036
Hydrocarbures classiques	509	536
Raffinage et commercialisation	2 946	2 992
Activités non sectorielles et éliminations	(122)	-
	<b>4 319</b>	<b>4 564</b>

## SABLES BITUMINEUX

Dans le nord-est de l'Alberta, Cenovus est associée à 50 % dans les projets de sables bitumineux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake; son bien Pelican Lake, détenu en propriété exclusive, produit aussi du pétrole lourd. La société est également propriétaire de plusieurs nouveaux projets en phase initiale d'évaluation, notamment Grand Rapids et Telephone Lake. Le secteur Sables bitumineux comprend de plus le bien de gaz naturel d'Athabasca dont une partie de la production sert de combustible pour les activités du bien Foster Creek, qui est adjacent.

Au premier trimestre par rapport à 2012, les principaux facteurs qui ont eu une incidence sur le secteur Sables bitumineux sont les suivants :

- l'accroissement de 79 % de la production à Christina Lake, qui a atteint 44 351 barils par jour en moyenne, lorsque la phase C a atteint sa pleine capacité de production au deuxième trimestre de 2012 et grâce au démarrage de la phase D au troisième trimestre de 2012;
- la production moyenne de 55 996 barils par jour à Foster Creek, représentant une baisse de 2 %, par suite de la mise hors production d'un nombre inhabituellement élevé de puits en raison de problèmes mécaniques de fond de trou;
- le dépôt d'une demande et évaluation des incidences environnementales conjointes pour la phase J de Foster Creek et la phase H de Christina Lake;
- les résultats fructueux du programme hivernal de forage de puits stratigraphiques comportant le forage de 312 puits bruts visant à faire progresser les projets du secteur Sables bitumineux;
- la réussite du projet pilote d'évacuation d'eau à Telephone Lake.

## Sables bitumineux – pétrole brut

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>995</b>	1 087
Déduire : redevances	21	65
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>974</b>	1 022
<b>Charges</b>		
Transport et fluidification	511	449
Activités opérationnelles	163	138
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(29)	18
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>329</b>	417
Dépenses d'investissement	676	631
<b>Déficit des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>(347)</b>	(214)

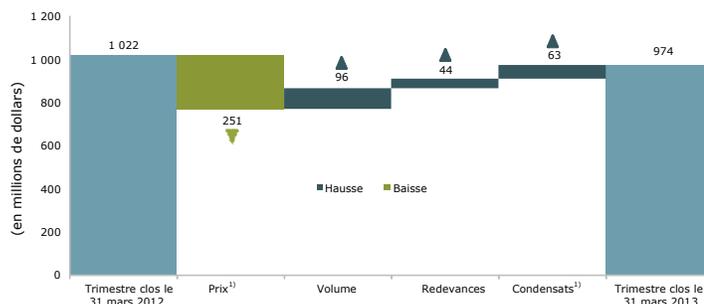
L'excédent des dépenses d'investissement par rapport aux flux de trésorerie tirés des activités opérationnelles du secteur Sables bitumineux est financé par les flux de trésorerie tirés des activités opérationnelles provenant de nos activités liées aux hydrocarbures classiques et au raffinage.

## Produits des activités ordinaires

### Prix

Au premier trimestre, le prix de vente moyen du pétrole brut obtenu par la société s'est chiffré à 45,92 \$ le baril, soit 33 % de moins qu'en 2012, ce qui concorde dans l'ensemble avec le fléchissement du prix de référence du WCS.

Au premier trimestre, environ 84 % (54 % en 2012) de la production de la société à Christina Lake s'est vendue à titre de Christina Dilbit Blend (« CDB »), qui se vend à escompte par rapport au WCS. L'écart de prix entre le CDB et le WCS a diminué d'environ 3,00 \$ le baril par rapport à 2012, car le CDB a été graduellement mieux accepté au cours du trimestre. Le reste de la production à Christina Lake se vend à titre de WCS, sous réserve d'une charge de péréquation liée à la qualité.



- 1) Les produits des activités ordinaires tiennent compte de la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd. Les coûts des condensats sont comptabilisés dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut exclut l'incidence des condensats achetés.

### Production

(en barils par jour)

	Trimestres clos les 31 mars		2012
	2013	Variation	
Foster Creek	55 996	(2) %	57 214
Christina Lake	44 351	79 %	24 733
	100 347	22 %	81 947
Pelican Lake	23 687	14 %	20 730
	124 034	21 %	102 677

Au premier trimestre, la production à Foster Creek a diminué de 2 % en raison de la mise hors production d'un nombre inhabituellement élevé de puits à cause de problèmes mécaniques de fond de trou. Ce facteur a entraîné une perte de production d'environ 4 000 barils par jour pour le trimestre. Des mesures ont été prises pour résoudre les problèmes de fond de trou; la société s'attend à ce que la production soit pratiquement à sa pleine capacité de 120 000 barils bruts par jour au troisième trimestre de 2013. À trois emplacements de puits de Foster Creek, l'injection de vapeur est graduellement mise hors service et les emplacements passeront à la phase de purge. À un stade plus avancé du cycle de production, la société commence à réduire l'injection de vapeur et passe à la co-injection de méthane afin d'optimiser l'utilisation de la vapeur et de réduire la consommation d'énergie. Le premier emplacement de puits a commencé la mise hors service graduelle de l'injection de vapeur au quatrième trimestre de 2011. L'injection de vapeur de l'un des emplacements a complètement cessé : il a atteint la phase de purge.

L'accroissement considérable de la production à Christina Lake est lié à l'exploitation à pleine capacité de la phase C à compter du deuxième trimestre de 2012 et au démarrage de la phase D au troisième trimestre de 2012, inscrivant au cours du trimestre un nouveau record journalier grâce à une production de 100 176 barils par jour. Au premier trimestre, la production de Christina Lake a été affectée par la résolution des problèmes, des arrêts de production imprévus des usines liés à la construction et à la mise en service, l'approvisionnement en électricité et des pannes des pompes. Ces facteurs ont entraîné une perte de production d'environ 1 000 barils par jour au cours du trimestre.

La production de Pelican Lake s'est accrue constamment, les volumes moyens étant plus élevés de 14 % en moyenne grâce à l'entrée en service de puits intercalaires en 2012.

### Redevances

Le calcul des redevances pour les projets de sables bitumineux de la société varie d'un bien à l'autre; les redevances sont établies en fonction de taux fixés par le gouvernement selon que le projet a atteint ou non le stade de récupération des coûts, et fondés sur une échelle mobile qui dépend du prix de référence du WTI exprimé en équivalent de dollars canadiens. À Christina Lake, un projet qui n'a pas atteint le stade de récupération des coûts, les redevances sont établies d'après un calcul mensuel qui applique un taux de redevance (allant de 1 % à 9 %) aux produits bruts du projet. Les produits bruts dépendent des volumes et des prix réalisés.

À Foster Creek et à Pelican Lake, qui sont des projets qui ont atteint le stade de récupération des coûts, les redevances sont établies d'après un calcul du taux annualisé fondé sur le plus élevé de 1) les produits bruts multipliés par le taux de redevance applicable (entre 1 % et 9 %) et 2) les profits nets du projet multipliés par le taux de redevance applicable (entre 25 % et 40 %). Les profits nets sont tributaires des volumes, des prix réalisés et des charges opérationnelles et des dépenses d'investissement autorisées.

Au cours du premier trimestre, les redevances ont diminué de 44 M\$ en raison surtout de la baisse des prix réalisés et de l'augmentation des dépenses d'investissement à Foster Creek, ce qui a fait en sorte que les redevances ont été établies en fonction des produits bruts. Au premier trimestre, les taux de redevance réels se sont établis à 2,9 % pour Foster Creek (13,9 % en 2012), à 5,7 % pour Christina Lake (7,0 % en 2012) et à 6,2 % pour Pelican Lake (4,5 % en 2012).

## Charges

### Transport et fluidification

Le pétrole lourd et le bitume produits par Cenovus doivent être fluidifiés par des condensats qui en réduisent la viscosité avant leur transport en vue de leur commercialisation. Les frais de transport et de fluidification ont monté de 62 M\$, soit 14 %, au premier trimestre. La partie de cette hausse liée aux condensats (fluidification), soit 63 M\$, est imputable aux volumes supplémentaires de condensats nécessaires à l'augmentation de la production à Christina Lake. Ce facteur a été neutralisé en partie par la baisse du coût moyen des condensats. Les frais de transport ont baissé grâce aux volumes expédiés par le réseau pipelinier de Trans Mountain avec lequel la société a conclu un engagement à long terme de service garanti en février 2012.

### Charges opérationnelles

Les charges opérationnelles du premier trimestre ont été essentiellement sous forme de coûts liés à la main-d'œuvre, au carburant, aux reconditionnements et aux travaux de réparation et de maintenance. Au total, les charges opérationnelles ont augmenté de 25 M\$. À Christina Lake, la hausse est imputable à l'augmentation des prix et des volumes de carburant, aux coûts de la manutention des déchets liquides et du transport par camion et à la main-d'œuvre. À Foster Creek, les prix et les volumes de carburant ont augmenté, tout comme les coûts liés à la main-d'œuvre, facteurs qui ont été atténués par la baisse des coûts de réparation et de maintenance. À Pelican Lake, la hausse des charges opérationnelles découle de l'augmentation des coûts des produits chimiques par suite de l'expansion des activités reposant sur l'injection de polymères.

#### Charges opérationnelles unitaires (\$/baril)

	Trimestres clos les 31 mars		
	2013	Variation	2012
Foster Creek	14,03	9 %	12,85
Christina Lake	12,93	(16) %	15,33
Pelican Lake	19,23	20 %	16,05

Les charges opérationnelles par baril à Foster Creek ont augmenté de 1,18 \$ en raison de l'accroissement des prix et des volumes de carburant et des coûts liés à la main-d'œuvre, facteurs qui ont été compensés en partie par une réduction des activités de réparation et de maintenance. Les charges opérationnelles par baril à Christina Lake ont diminué de 2,40 \$, ce qui est attribuable à l'accroissement de la production. Les charges opérationnelles ont augmenté de 3,18 \$ par baril à Pelican Lake en raison surtout de l'accroissement des volumes de polymères et des activités de reconditionnement.

### Gestion des risques

Au premier trimestre, les activités liées à la gestion des risques ont engendré des profits réalisés de 29 M\$ (pertes réalisées de 18 M\$ en 2012), ce qui cadre avec le fait que les prix fixés par contrat de la société ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

### Sables bitumineux – gaz naturel

Le secteur Sables bitumineux comprend aussi les activités liées au gaz naturel détenues à 100 % par la société dans la région de l'Athabasca et d'autres biens de gaz naturel de moindre importance. La production de gaz naturel de la société a diminué pour s'établir à 20 Mpi<sup>3</sup> par jour au premier trimestre (41 Mpi<sup>3</sup> par jour en 2012) par suite des baisses normales de rendement prévues. De plus, l'utilisation en interne de la production de gaz naturel a augmenté à Foster Creek, car les problèmes de livraison du premier trimestre de 2012 ne sont pas produits au premier trimestre.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 4 M\$ au premier trimestre (4 M\$ en 2012) à cause de la baisse des volumes de production qui a été atténuée par la hausse des prix de vente.

## Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
Foster Creek	210	159
Christina Lake	175	138
	385	297
Pelican Lake	143	139
Narrows Lake	25	9
Telephone Lake	53	91
Grand Rapids	18	34
Autres <sup>1)</sup>	53	66
<b>Dépenses d'investissement<sup>2)</sup></b>	<b>677</b>	<b>636</b>

1) Comprend les nouvelles zones de ressources et le gaz naturel d'Athabasca.

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

### Foster Creek

Les dépenses d'investissement à Foster Creek ont été supérieures au premier trimestre à celles de 2012, du fait surtout des dépenses plus importantes consacrées à l'assemblage des modules et au fonçage de pieux de la phase G, ainsi qu'à la préparation du site, au fonçage de pieux et à l'approvisionnement de la phase H. Les dépenses d'investissement de la phase F, qui devrait entrer en production au troisième trimestre de 2014, se sont maintenues à des niveaux comparables à ceux de 2012. Les dépenses d'investissement du trimestre ont visé notamment le forage de 111 puits stratigraphiques bruts (124 puits bruts en 2012) et des dépenses liées à la construction de nouvelles installations de campement.

### Christina Lake

À Christina Lake, les dépenses d'investissement ont augmenté au premier trimestre comparativement à 2012 par suite essentiellement de la construction de l'usine et de l'emplacement de puits de la phase E, ainsi que de l'approvisionnement, de la construction de l'usine et de la fabrication des principales pièces de matériel de la phase F. Les dépenses d'investissement ont compris en outre le forage de 68 puits stratigraphiques bruts (97 puits bruts en 2012) et une hausse des dépenses d'investissement de maintien. L'accroissement des dépenses d'investissement a été réduit en partie par l'achèvement de la construction de la phase D au deuxième trimestre de 2012.

### Pelican Lake

En ce qui concerne Pelican Lake, les dépenses d'investissement du premier trimestre ont augmenté par rapport à celles de 2012 en raison du forage intercalaire en vue de faire progresser l'injection de polymères, outre l'expansion des installations et les capitaux affectés aux infrastructures. Les dépenses consacrées aux installations ont porté surtout sur la modernisation des pipelines de transport de pétrole sous forme d'émulsion, la réduction de la corrosion sur la tuyauterie et la modernisation des transformateurs afin d'accroître la capacité pour répondre aux besoins en électricité des installations futures et des puits intercalaires. Les dépenses d'investissement ont aussi porté sur le forage de six puits stratigraphiques au premier trimestre de 2013 (cinq puits en 2012).

### Narrows Lake

Les dépenses d'investissement ont augmenté à Narrows Lake au premier trimestre par rapport à celles de 2012 en raison de l'avancement de la préparation et de l'approvisionnement du site de la phase A après l'obtention de l'approbation définitive du partenaire en décembre 2012. Les dépenses d'investissement ont aussi compris le forage de 26 puits stratigraphiques bruts (38 puits bruts en 2012).

### Telephone Lake

À Telephone Lake, les dépenses d'investissement ont diminué au premier trimestre par rapport à celles de 2012 grâce à l'achèvement du forage et de la construction des installations du projet pilote d'évacuation d'eau au troisième trimestre de 2012. Ce projet, entrepris au quatrième trimestre de 2012, se poursuit en 2013 avec l'élimination et la réinjection d'eau et la surveillance des résultats. Les dépenses d'investissement ont aussi compris le forage de 28 puits stratigraphiques au premier trimestre (29 puits en 2012).

## Nombre de puits productifs bruts forés<sup>1)</sup>

	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
Foster Creek	1	10
Christina Lake	5	9
Pelican Lake	6	19
Grand Rapids	18	13
	-	1
	24	33

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

### Dépenses d'investissement futures

Les travaux d'expansion des phases F, G et H à Foster Creek se poursuivent comme prévu. La production supplémentaire de 45 000 barils bruts par jour qu'apportera la phase F devrait commencer au troisième trimestre de 2014; la production des phases G et H devrait s'ajouter en 2015 et en 2016, respectivement. La société a soumis aux organismes de réglementation, en février 2013, une demande et évaluation des incidences environnementales conjointes visant une nouvelle expansion qui sera nommée « phase J ». Les dépenses d'investissement qu'il est prévu de consacrer au projet en 2013 se situent dans une fourchette de 790 M\$ à 870 M\$.

La production de la phase E à Christina Lake devrait commencer au troisième trimestre de 2013. Au quatrième trimestre de 2012, la société a obtenu l'autorisation des organismes réglementaires pour ajouter des installations de cogénération à Christina Lake et accroître de 10 000 barils par jour la capacité de production brute totale des phases F et G. Les travaux d'expansion de ces phases se poursuivent en 2013 comme prévu. La société a soumis aux organismes de réglementation, en mars 2013, une demande et évaluation des incidences environnementales conjointes visant l'expansion de la phase H. Les dépenses d'investissement qu'il est prévu de consacrer au projet en 2013 se situent dans une fourchette de 570 M\$ à 630 M\$.

À Pelican Lake, la société poursuit l'expansion du programme de forage intercalaire, en plus de mettre à l'essai de nouvelles techniques visant l'optimisation de la production. Au cours du premier trimestre de 2013, le rythme de la progression de l'injection de polymères a ralenti de manière à respecter davantage la croissance de la production.

En 2012, la société a reçu l'autorisation des organismes de réglementation à l'endroit des phases A, B et C de Narrows Lake et celle du partenaire en ce qui a trait à la phase A. La préparation et l'approvisionnement du site sont en cours, la construction de l'usine de la phase A devant être entamée au troisième trimestre de 2013. La première phase du projet devrait être dotée d'une capacité de production de 45 000 barils bruts par jour, et la production de pétrole devrait commencer en 2017. Les dépenses d'investissement qu'il est prévu de consacrer au projet en 2013 se situent dans une fourchette de 140 M\$ à 160 M\$.

La société prévoit investir encore en 2013 des capitaux de 270 M\$ à 300 M\$ environ dans ses nouveaux projets de DGMV, dont Grand Rapids et Telephone Lake. Elle prévoit recevoir l'autorisation des organismes de réglementation à l'égard de Grand Rapids d'ici la fin de 2013. L'injection de vapeur a commencé dans la deuxième paire de puits pilotes au cours du troisième trimestre de 2012, et la mise en production a eu lieu en février 2013. À Telephone Lake, la préparation de la demande d'autorisation du projet auprès des organismes de réglementation va bon train, et le projet pilote d'évacuation d'eau se poursuit. La société prévoit recevoir l'autorisation des organismes de réglementation en 2014.

### Puits de forage stratigraphique

Conformément à sa stratégie qui consiste à maximiser la valeur de ses ressources, Cenovus a mené à bien un autre programme de forage stratigraphique au cours de la saison de forage hivernale. Les puits de forage stratigraphique à Foster Creek, à Christina Lake et à Narrows Lake sont destinés à soutenir les phases d'expansion, tandis que les autres puits de forage stratigraphique visent à continuer la collecte de données sur la qualité des projets de la société et à appuyer les demandes d'autorisation réglementaire.

Afin de réduire les répercussions sur les infrastructures locales, les puits stratigraphiques sont surtout forés pendant les mois d'hiver, c'est-à-dire habituellement entre la fin du quatrième trimestre et la fin du premier trimestre. En 2012, la société a mis au point le système de forage SkyStrat<sup>MC</sup>, qui fait appel à un hélicoptère et à un appareil de forage léger expérimental pour permettre le forage de puits stratigraphiques dans des zones de prospection éloignées en toute période de l'année. La société a foré 18 puits à l'aide système de forage SkyStrat<sup>MC</sup> au cours des deux derniers exercices.

## Nombre de puits stratigraphiques bruts forés

	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
Foster Creek	111	124
Christina Lake	68	97
	179	221
Pelican Lake	6	5
Narrows Lake	26	38
Telephone Lake	28	29
Grand Rapids	1	41
Autres	72	85
	312	419

## HYDROCARBURES CLASSIQUES

Le secteur Hydrocarbures classiques comprend la mise en valeur et la production de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan. Les biens en Alberta comprennent des actifs de pétrole brut et de gaz naturel qui dégagent des flux de trésorerie prévisibles de même que des actifs de pétrole avarié en cours de mise en valeur. En Saskatchewan, les biens sont composés essentiellement de biens productifs de pétrole brut, dont le plus important est le projet de récupération assistée à l'aide de dioxyde de carbone de Weyburn. Les actifs établis de ce secteur revêtent une importance stratégique de par leurs réserves de longue durée, leur exploitation stable et la diversité des produits de pétrole brut qui en sont tirés. 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 continuer d'évaluer le potentiel de nouveaux projets de pétrole brut liés à ses biens existants et dans de nouvelles régions, en particulier les zones potentielles de pétrole avarié.

Les principaux facteurs qui ont eu une incidence sur le secteur Hydrocarbures classiques au premier trimestre par rapport à 2012 sont notamment les suivants :

- l'établissement à 32 047 barils par jour de la production moyenne de pétrole brut en Alberta, soit une hausse de 9 %, principalement grâce à l'accroissement de la production de pétrole brut léger et moyen par suite de la bonne performance des puits horizontaux;
- l'inscription de flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables aux actifs gaziers du secteur Hydrocarbures classiques supérieurs de 103 M\$ aux dépenses d'investissement, soit 9 % de moins qu'en 2012. Compte tenu de la faiblesse des prix des marchandises, la société a décidé de gérer les dépenses d'investissement consacrées au gaz naturel au cours des dernières années en se concentrant sur les projets à haut taux de rendement.

Au premier trimestre de 2013, la direction a décidé d'entreprendre un processus de vente publique pour se défaire de ses biens de Lower Shaunavon et de certains de ses biens de Bakken en Saskatchewan. Le territoire associé à ces biens est relativement peu étendu et n'est pas suffisamment adaptable pour être significatif dans le portefeuille d'actifs de Cenovus. Les immobilisations corporelles de 362 M\$ et les passifs relatifs au démantèlement de 33 M\$ qui s'y rapportent ont été reclassés au 31 mars 2013 dans les actifs et les passifs détenus en vue de la vente. Au cours du premier trimestre, la production de pétrole brut des biens de Lower Shaunavon et de Bakken détenus en vue de la vente s'est établie en moyenne à 5 661 barils par jour (5 725 barils par jour en 2012).

## Hydrocarbures classiques – pétrole brut et LGN

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>389</b>	454
Déduire : redevances	35	54
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>354</b>	400
<b>Charges</b>		
Transport et fluidification	40	38
Activités opérationnelles	84	79
Taxe sur la production et impôts miniers	9	9
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(14)	7
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>235</b>	267
Dépenses d'investissement	190	216
<b>Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes</b>	<b>45</b>	51

## Produits des activités ordinaires

### Prix

Au premier trimestre, le prix de vente moyen du pétrole brut obtenu par la société a diminué de 16 % pour se chiffrer à 72,11 \$ le baril, ce qui concorde avec la variation des prix de référence du brut et des écarts de prix qui s'y rapportent.

### Production

La production de pétrole brut et de LGN a monté de 4 % au premier trimestre, grâce essentiellement à un accroissement de la production de pétrole brut léger et moyen en Alberta par suite de l'amélioration de la performance des puits horizontaux. La production de pétrole brut en Alberta a augmenté de 9 % pour atteindre le chiffre moyen de 32 047 barils par jour, et celle en Saskatchewan a baissé de 1 % pour atteindre une moyenne de 23 173 barils par jour.



- 1) Les produits des activités ordinaires tiennent compte de la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd. Les coûts des condensats sont comptabilisés dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut et des LGN exclut l'incidence des condensats achetés.

(barils par jour)	Trimestres clos les 31 mars		2012
	2013	Variation	
<b>Pétrole lourd</b>			
Alberta	16 712	1 %	16 624
<b>Pétrole moyen et léger</b>			
Alberta	15 335	19 %	12 898
Saskatchewan	23 173	(1) %	23 513
<b>LGN</b>	971	(15) %	1 138
	<b>56 191</b>	<b>4 %</b>	<b>54 173</b>

### Redevances

Les redevances ont diminué de 19 M\$, du fait de la baisse des redevances à Weyburn par suite de la baisse des prix réalisés sur le pétrole brut. Le taux de redevance réel du premier trimestre du secteur Hydrocarbures classiques s'est établi à 10,1 % (13,4 % en 2012) pour le pétrole brut. La plus grande partie de la production de pétrole brut du secteur provient de terrains en propriété inconditionnelle, de sorte que la société doit comptabiliser des impôts miniers au poste Taxe sur la production et impôts miniers.

### Charges

#### Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 2 M\$ au premier trimestre de 2013. Les coûts de transport ont augmenté de 5 M\$ sous l'effet de la hausse des volumes de production, de la hausse de la proportion des volumes assujettis à des péages pipeliniers au comptant et de l'accroissement des coûts associés à l'accès à de nouveaux marchés, notamment le transport ferroviaire ayant servi à transporter des volumes accrus de brut léger ou moyen. Le coût global des condensats employés dans le procédé de fluidification ont diminué de 3 M\$ par suite de la baisse des prix des condensats.

#### Charges opérationnelles

Les charges opérationnelles découlent principalement de la main-d'œuvre, du reconditionnement, de l'électricité et des activités de réparation et de maintenance. Elles ont crû de 5 M\$ au premier trimestre de 2013, du fait essentiellement de la hausse des coûts de l'électricité, de la main-d'œuvre et de manutention et de transport par camion des déchets liquides.

#### Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques du premier trimestre ont donné lieu à des profits réalisés de 14 M\$ (pertes réalisées de 7 M\$ en 2012), ce qui cadre avec le fait que les prix contractuels étaient supérieurs aux prix de référence moyens.

## Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement

L'excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles par rapport aux dépenses d'investissement a diminué de 6 M\$, ou 12 %, au premier trimestre, car la baisse des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles a été annulée en partie par une réduction de 26 M\$ des dépenses d'investissement.

## Hydrocarbures classiques – gaz naturel

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>154</b>	135
Déduire : redevances	2	2
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>152</b>	133
<b>Charges</b>		
Transport et fluidification	7	6
Activités opérationnelles	51	54
Taxe à la production et impôts miniers	1	1
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(18)	(56)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>111</b>	128
Dépenses d'investissement	8	15
<b>Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes</b>	<b>103</b>	113

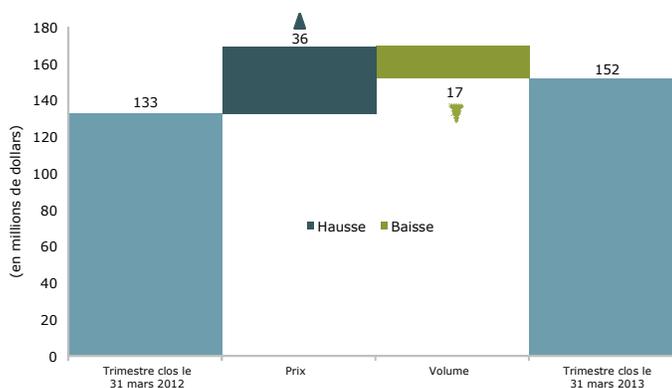
### Produits des activités ordinaires

#### Prix

Le prix de vente moyen obtenu par la société pour le gaz naturel au premier trimestre a augmenté, se chiffrant à 3,25 \$ le kpi<sup>3</sup> contre 2,50 \$ le kpi<sup>3</sup> en 2012, ce qui cadre avec l'accroissement du prix de référence AECO.

#### Production

La production s'est inclinée de 12 % pour se chiffrer à 525 Mpi<sup>3</sup> par jour, en raison surtout des baisses normales prévues.



### Redevances

Les redevances sont restées stables au premier trimestre par rapport à 2012, en raison de la hausse des prix, et ce, malgré des baisses de production. Le taux de redevance moyen pour le premier trimestre s'est chiffré à 1,7 % (1,7 % en 2012). La plus grande partie de la production de gaz naturel du secteur Hydrocarbures classiques provient de terrains en propriété inconditionnelle visés par des droits miniers, de sorte que la société doit comptabiliser des impôts miniers au poste Taxe sur la production et impôts miniers.

### Charges

#### Transport

Les frais de transport ont augmenté de 1 M\$ de par l'accroissement des taux de transport par pipeline, compensé par la diminution des volumes.

#### Charges opérationnelles

Les charges opérationnelles sont constituées des taxes foncières et des coûts de location, de la main-d'œuvre et des activités de réparation et de maintenance. Elles ont décrié de 3 M\$ au premier trimestre de 2013 par suite de la réduction des activités liées au gaz naturel. Les charges opérationnelles par baril ont légèrement augmenté en raison de la hausse des taxes foncières et des coûts de location et d'électricité.

## Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques au premier trimestre ont donné lieu à des profits réalisés de 18 M\$ (profits réalisés de 56 M\$ en 2012), ce qui cadre avec le fait que les prix fixés par contrat ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

## Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement

L'excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au gaz naturel par rapport aux dépenses d'investissement a reculé de 10 M\$, ou 9 %, en raison du fléchissement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles découlant de la baisse des profits réalisés liés à la gestion des risques et des volumes de production, contrebalancé partiellement par la réduction de 7 M\$ des dépenses d'investissement au premier trimestre par rapport à 2012.

## Hydrocarbures classiques – dépenses d'investissement<sup>1)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
Pétrole brut	190	216
Gaz naturel	8	15
	<b>198</b>	<b>231</b>

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

Les dépenses d'investissement de Cenovus pour le secteur Hydrocarbures classiques étaient axées sur les occasions liées au pétrole brut. Des dépenses ont été consacrées à des programmes de forage visant le pétrole averse dans le sud-est de l'Alberta. En outre, des travaux de forage et de construction des installations se sont poursuivis à Weyburn. Les dépenses consenties à l'égard du gaz naturel continuent d'être gérées par suite de la persistance du contexte de faiblesse des prix du gaz naturel.

Les puits de pétrole brut forés correspondent à la mise en valeur des biens du secteur des Hydrocarbures classiques qui s'est poursuivie. Les remises en production de puits visent essentiellement les puits de mise en valeur de méthane de houille de l'Alberta à faible risque qui procurent toujours un taux de rendement acceptable pour la société.

## Travaux de forage du secteur Hydrocarbures classiques

(puits nets, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
Pétrole brut	60	102
Remises en production	293	452
Puits de forage stratigraphique bruts	3	7

## RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

La société est partenaire à 50 % des raffineries de Wood River et de Borger, qui sont situées aux États-Unis. Le secteur Raffinage et commercialisation permet à la société de réaliser la pleine valeur de la production de pétrole brut en transformant ce dernier en produits raffinés tels le diesel, l'essence et le carburéacteur. La stratégie intégrée de Cenovus procure à celle-ci une couverture économique naturelle contre l'élargissement des écarts de prix du brut en assurant aux raffineries une charge d'alimentation à faible coût. Les variations du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain influent sur les résultats du secteur.

Au premier trimestre, par rapport à 2012, les principaux facteurs visant le secteur Raffinage et commercialisation sont les suivants :

- l'augmentation de 98 % des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, qui se sont chiffrés à 528 M\$, grâce aux solides marges de raffinage qui ont découlé de l'escompte sur les coûts de l'alimentation en pétrole brut des raffineries et de la hausse des marges de craquage;
- le traitement par les raffineries de 416 000 barils par jour de pétrole brut, dont 197 000 barils par jour de pétrole brut lourd, pour un volume de produits raffinés de 439 000 barils par jour à la sortie des raffineries;
- les activités de maintenance, prévues au calendrier, qui ont été menées à bien.

## Exploitation des raffineries<sup>1)</sup>

	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
<b>Capacité liée au pétrole brut<sup>2)</sup> (kb/j)</b>	<b>457</b>	452
<b>Production de pétrole brut (kb/j)</b>	<b>416</b>	445
Pétrole lourd	<b>197</b>	199
Pétrole léger ou moyen	<b>219</b>	246
<b>Taux d'utilisation du pétrole brut (%)</b>	<b>91</b>	98
<b>Produits raffinés (kb/j)</b>	<b>439</b>	465
Essence	<b>225</b>	230
Distillats	<b>133</b>	154
Autres	<b>81</b>	81

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

2) La capacité nominale officielle de Wood River a augmenté à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013.

En totalité, les raffineries de la société disposent actuellement d'une capacité de raffinage d'environ 457 000 barils par jour de pétrole brut et de 45 000 barils par jour de LGN, ce qui tient compte de la capacité de raffiner entre 235 000 et 255 000 barils par jour de pétrole brut lourd fluidifié. La capacité de raffiner du pétrole brut lourd témoigne encore une fois de la capacité de la société qui consiste à intégrer sa production de pétrole lourd.

Au cours du premier trimestre, la quantité de pétrole brut traité a diminué de 7 % et celle de pétrole lourd traité, de 1 %, comparativement à 2012, en raison des activités de maintenance prévues au calendrier.

Le taux d'utilisation du pétrole brut représente le pétrole brut – lourd ou autre – que les raffineries traitent, exprimé en pourcentage de la capacité totale de traitement. Les volumes de brut lourd traité, comme le WCS et le CDB, dépendent de la qualité des bruts disponibles, puisque la société adapte la charge d'alimentation totale de manière à maximiser l'avantage économique qu'elle peut en tirer.

La production totale de produits raffinés a régressé de 6 % par rapport à 2012, les proportions relatives d'essence, de distillats et d'autres produits raffinés étant restées à peu près les mêmes. Ce recul est dû à des activités de maintenance prévues au calendrier qui ont eu lieu au premier trimestre de 2013.

## Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
Produits des activités ordinaires	<b>2 946</b>	2 992
Produits achetés	<b>2 277</b>	2 589
<b>Marge brute</b>	<b>669</b>	403
<b>Charges</b>		
Charges opérationnelles	<b>137</b>	130
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	<b>4</b>	6
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>528</b>	267
Dépenses d'investissement	<b>25</b>	(2)
<b>Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement</b>	<b>503</b>	269

### Marge brute

La marge brute du secteur Raffinage et commercialisation a crû de 266 M\$, ou 66 %, au premier trimestre, en raison surtout de la baisse des coûts de la charge d'alimentation des raffineries, annulée en partie par la diminution du débit de produits raffinés liée aux activités de maintenance prévues au calendrier. Les prix des produits raffinés sont demeurés relativement stables au premier trimestre par rapport à 2012.

### Charges opérationnelles

Le total des charges opérationnelles se compose principalement des charges relatives à la main-d'œuvre, à la maintenance, aux services publics et aux fournitures. Les charges opérationnelles du premier trimestre de 2013 ont augmenté de 7 M\$ en raison des activités de maintenance prévues au calendrier.

### Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation ont crû de 261 M\$ pour s'établir à 528 M\$ au premier trimestre de 2013 grâce à la baisse des coûts de la charge d'alimentation des raffineries, qui a été en partie annulée par la hausse des charges opérationnelles.

## Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
Raffinerie de Wood River	13	(8)
Raffinerie de Borger	12	6
Commercialisation	-	-
	<b>25</b>	<b>(2)</b>

Les dépenses d'investissement engagées au premier trimestre de 2013 ont porté surtout sur la maintenance des immobilisations et sur des projets visant à rehausser la fiabilité et la sécurité 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 contribué à réduire les dépenses d'investissement de 2012.

## ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend les éliminations intersectorielles ayant trait à des opérations inscrites au prix de cession interne en fonction des prix courants du marché, outre le résultat intersectoriel non réalisé sur les stocks. Les profits et les pertes liés à la gestion des risques représentent les profits ou pertes latents, évalués à la valeur de marché, au titre d'instruments financiers dérivés servant à atténuer le risque de fluctuations des prix des marchandises, outre les profits et pertes latents évalués à la valeur de marché sur le contrat d'achat d'électricité à long terme. Les pertes latentes liées à la gestion des risques se sont chiffrées à 230 M\$ au premier trimestre (profits de 64 M\$ en 2012). Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend en outre les coûts à l'échelle de Cenovus au titre des frais généraux et frais d'administration et des activités de financement.

## Frais généraux et frais d'administration et charges financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
Frais généraux et frais d'administration	83	93
Charges financières	123	113
Produits d'intérêts	(27)	(29)
(Profit) perte de change, montant net	52	(16)
Autre (produit) perte, montant net	2	(5)
	<b>233</b>	<b>156</b>

### Charges

#### Frais généraux et frais d'administration

Au premier trimestre de 2013, les frais généraux et frais d'administration ont diminué de 10 M\$ surtout grâce à une baisse de 20 M\$ des charges au titre des primes d'intéressement à long terme liée à un recul du cours des actions ordinaires de Cenovus, facteurs qui ont été annulés en partie par une hausse des salaires et des coûts de location des bureaux.

#### Charges financières

Les charges financières se composent des charges d'intérêts sur la dette à long terme, les emprunts à court terme et l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains, outre la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement. Au premier trimestre, les charges financières ont été supérieures de 10 M\$ à celles de 2012 à cause de l'intérêt gagné sur les billets non garantis de premier rang de 1,25 G\$ US émis le 17 août 2012; leur hausse a été compensée par la baisse des intérêts sur l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise, dont le solde fait toujours l'objet de remboursements. Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus, compte non tenu de l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains, était de 5,3 % au premier trimestre (5,4 % en 2012).

#### Produits d'intérêts

Les produits d'intérêts se composent principalement des intérêts créditeurs sur les placements à court terme et sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains. Les produits d'intérêts du premier trimestre ont reculé de 2 M\$, ce qui cadre avec la baisse des intérêts créditeurs sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise à mesure que le solde est perçu.

### Change

Au premier trimestre, la société a comptabilisé des pertes de change nettes de 52 M\$ (profits de 16 M\$ en 2012), dont des pertes latentes de 50 M\$ (profits latents de 31 M\$ en 2012) et des pertes réalisées de 2 M\$ (pertes réalisées de 15 M\$ en 2012). La majorité des pertes latentes a trait à la conversion de la dette libellée en dollars américains et s'explique par la dépréciation du dollar canadien au 31 mars 2013, compensée en partie par des profits latents sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains.

## Amortissement et épuisement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
Sables bitumineux	148	115
Hydrocarbures classiques	256	236
Raffinage et commercialisation	32	38
Activités non sectorielles et éliminations	19	11
	<b>455</b>	<b>400</b>

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Sables bitumineux au premier trimestre a monté de 33 M\$ à cause de la hausse des volumes de vente à Christina Lake et à Pelican Lake et de l'accroissement de 15 % du taux d'amortissement et d'épuisement de tous les biens de la société, faisant suite à l'augmentation des coûts de mise en valeur futurs associés aux réserves prouvées totales.

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques a augmenté de 20 M\$ au premier trimestre à cause de l'accroissement des volumes de vente de pétrole brut et de la hausse de 17 % du taux d'amortissement et d'épuisement découlant de la réduction des réserves prouvées, facteurs atténués par la réduction des volumes de vente de gaz naturel.

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

## Charge d'impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
Charge d'impôt exigible		
Canada	30	62
États-Unis	54	12
<b>Total de la charge d'impôt exigible</b>	<b>84</b>	<b>74</b>
<b>Charge d'impôt différé</b>	<b>39</b>	<b>94</b>
	<b>123</b>	<b>168</b>
<b>Taux d'imposition effectif</b>	<b>42 %</b>	<b>28 %</b>

Le taux d'imposition effectif de Cenovus est fonction de la relation entre le total de la charge d'impôt et le résultat avant impôt. Le taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi parce qu'il tient compte des écarts permanents, des ajustements au titre des modifications des taux d'imposition et autres dispositions des lois fiscales, des variations des réserves estimatives et d'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 prévus par la loi au résultat selon qu'il est de source canadienne ou américaine. La hausse du taux d'imposition effectif en 2013, par rapport à 2012, découle d'une perte enregistrée au Canada, territoire de compétence dont le taux d'imposition est moins élevé, et d'un bénéfice de source américaine, territoire de compétence dont le taux d'imposition est plus élevé. La perte enregistrée au Canada se rapporte à des pertes latentes liées à la gestion des risques.

Au premier trimestre, la charge d'impôt exigible de la société a augmenté par rapport à 2012, en raison de l'accroissement du bénéfice tiré des activités menées aux États-Unis et de l'utilisation prévue de la totalité des pertes opérationnelles nettes résiduelles au niveau fédéral. L'augmentation de la charge d'impôt exigible a été annulée en partie par une diminution du bénéfice tiré des activités menées au Canada. La charge d'impôt différé de 2013 est moins élevée en raison des pertes latentes liées à la gestion des risques, alors que des profits avaient été comptabilisés à la période correspondante, facteur qui a été atténué en partie par un accroissement du bénéfice tiré des activités menées aux États-Unis.

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

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2013	2012
<b>Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :</b>		
Activités opérationnelles	895	665
Activités d'investissement	(903)	(832)
<b>Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement</b>	<b>(8)</b>	<b>(167)</b>
Activités de financement	(166)	138
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	(8)	(6)
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(182)</b>	<b>(35)</b>

### Activités opérationnelles

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont progressé de 230 M\$ au premier trimestre, essentiellement par suite de la hausse de 67 M\$ des flux de trésorerie. Les flux de trésorerie sont décrits à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont également été touchés par la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie.

Compte non tenu des actifs et des passifs liés à la gestion des risques et des actifs et des passifs détenus en vue de la vente, le fonds de roulement de Cenovus s'élevait à 938 M\$ au 31 mars 2013, contre 1 043 M\$ au 31 décembre 2012. La société s'attend à continuer de respecter ses obligations de paiement à mesure qu'elles deviennent exigibles.

### Activités d'investissement

Au premier trimestre, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 71 M\$ en regard de 2012, par suite de la sortie du bien Boyer au premier trimestre de 2012, pour un produit de 66 M\$.

### 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 premier trimestre, la société a versé un dividende de 0,242 \$ par action (0,22 \$ en 2012), soit une hausse de 10 % par rapport à 2012. Le total des dividendes versés au premier trimestre s'est chiffré à 184 M\$ (166 M\$ en 2012). La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres.

Au premier trimestre, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont augmenté de 304 M\$. Au premier trimestre, la société n'a émis aucun titre d'emprunt à court terme alors qu'elle avait émis 273 M\$ de titres d'emprunt à court terme en 2012.

La dette à long terme de la société se situait à 4 778 M\$ au 31 mars 2013. Aucun remboursement en capital n'est exigible avant septembre 2014 (800 M\$ US). La trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisaient 978 M\$ au 31 mars 2013. La variation de 99 M\$ de la dette à long terme depuis le 31 décembre 2012 est imputable au change.

### Sources de liquidités disponibles

(en millions de dollars)	Montant	Échéance
Trésorerie et équivalents de trésorerie	978	Sans objet
Facilité de crédit engagée	3 000	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

1) Disponibilité assujettie aux conditions du marché.

Une portion des besoins de liquidités futurs de la société peut être financée par la gestion du portefeuille d'actifs. Au premier trimestre de 2013, Cenovus a décidé d'entreprendre un processus de vente publique pour se défaire de ses biens de Lower Shaunavon et de certains de ses biens de Bakken en Saskatchewan.

Au 31 mars 2013, 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. Les mesures hors PCGR qu'emploie la société se définissent comme suit : 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 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, la perte de valeur du goodwill, les coûts 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.

	31 mars 2013	31 décembre 2012
Ratio dette/capitaux permanents	33 %	32 %
Ratio dette/BAIIA ajusté (fois)	1,1 x	1,1 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. Au 31 mars 2013, le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/BAIIA ajusté se situaient près de la valeur inférieure de la fourchette cible.

Au 31 mars 2013, l'endettement de la société était plus élevé qu'au 31 mars 2012 en raison de l'émission, aux États-Unis et durant le troisième trimestre de 2012, de billets non garantis de premier rang. 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 et les régimes de rémunération fondée sur des actions

Cenovus est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions préférentielles de premier rang et d'actions préférentielles de second rang. Au 31 mars 2013, aucune action préférentielle n'était en circulation.

Dans le cadre de son programme d'intéressement à long terme, Cenovus offre à ses employés un régime d'options sur actions aux termes duquel les employés peuvent exercer des options visant l'achat d'actions ordinaires de Cenovus. Les options émises par Cenovus avant le 24 février 2011 sont assorties de droits à l'appréciation d'actions jumelés (« DAAJ ») et celles émises par la société après le 24 février 2011 sont assorties de droits de règlement net (« DRN »).

Outre le régime d'options sur actions, Cenovus a également mis sur pied un régime d'unités d'actions liées au rendement (« UAR ») et deux régimes d'unités d'actions différées (« UAD »). Les UAR sont des unités d'actions entières qui permettent à leur porteur de recevoir, à l'acquisition des droits, une action ordinaire de Cenovus ou un paiement en trésorerie égal à la valeur d'une action ordinaire de Cenovus. Les UAD s'acquièrent sur-le-champ et chacune est l'équivalent d'une action ordinaire de Cenovus à la date de rachat.

Les options sur actions sont évaluées à la juste valeur selon le modèle de Black-Scholes-Merton tandis que les autres instruments des régimes de rémunération fondée sur des actions sont évalués à la juste valeur en fonction de la valeur marchande des actions ordinaires de Cenovus. La juste valeur des DAAJ, des UAR et des UAD est évaluée à la date de clôture de chaque période, ce qui les rend sensibles aux fluctuations du cours de l'action ordinaire de Cenovus. La juste valeur des DRN est déterminée à la date d'attribution et n'est pas réévaluée à la date de clôture de chaque période. Comme les DRN représentent une part grandissante des instruments attribués par le programme d'intéressement à long terme, les coûts associés à ce programme seront de moins en moins sensibles aux fluctuations du cours de l'action ordinaire. La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée des DAAJ est de 1,82 année, celle des DRN, de 6,14 années et celle des UAR, de 2,00 années. Se reporter aux notes annexes aux états financiers annuels consolidés pour obtenir des détails sur les régimes de rémunération fondée sur des actions offerts par la société.

## Total des actions ordinaires et des instruments attribués par les régimes de rémunération fondée sur des actions en circulation

(en milliers d'unités)	31 mars 2013
<b>Actions ordinaires</b>	<b>755 774</b>
<b>Options sur actions</b>	
DRN	25 561
DAAJ	8 330
DAAJ de remplacement de Cenovus (détenus par les employés d'Encana)	2 841
DAAJ de remplacement d'Encana (détenus par les employés de Cenovus)	4 286
<b>Autres régimes de rémunération fondée sur des actions</b>	
UAR	5 797
UAD	1 161

### Obligations contractuelles et engagements

Cenovus a conclu divers engagements dans le cours normal de ses activités, ayant trait surtout à des frais liés à la demande dans le cadre de contrats de transport fermes (qui tiennent compte des montants liés à des projets en attente d'autorisation réglementaire), à des emprunts, à de futurs baux à construction, à des accords de commercialisation et à des engagements relatifs à des dépenses d'investissement. En outre, Cenovus a des engagements relatifs à son programme de gestion des risques et est tenue de capitaliser les régimes à prestations déterminées et d'autres avantages postérieurs à l'emploi. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires et annuels.

Au premier trimestre, Cenovus a conclu divers contrats de transport fermes totalisant environ 3,2 G\$ au cours des 20 prochaines années, ce qui lui permettra de mieux faire correspondre ses besoins futurs en matière de transport et la croissance prévue de la production.

### Actions en justice

Cenovus est partie à un nombre restreint d'actions en justice dans le cours normal de ses activités, et elle estime avoir constitué une provision suffisante à cet égard. Aucune action, considérée individuellement ou dans le cadre d'autres actions, n'est significative.

## GESTION DES RISQUES

Pour bien comprendre les risques auxquels est exposée Cenovus, la présente analyse doit être lue en parallèle avec le rapport de gestion annuel de 2012.

Dans la poursuite de ses objectifs stratégiques, Cenovus est exposée à divers risques. Certains de ces risques s'exercent sur le secteur pétrolier et gazier dans son ensemble tandis que d'autres sont propres aux activités de la société. La gestion active de ces risques permet à la société de mettre en œuvre sa stratégie d'affaires de manière efficace. L'exposition de la société au risque de liquidité, au risque lié à la sécurité, aux contraintes en matière de transport et à la réalisation des projets de dépenses d'investissement, au risque opérationnel, ainsi qu'au risque lié au remplacement des réserves, à l'environnement et à la réglementation n'a pas changé de manière notable depuis le 31 décembre 2012. Pour obtenir une analyse approfondie de la gestion des risques de la société, se reporter au rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

Pour obtenir une description des facteurs de risque et des incertitudes pouvant toucher Cenovus, se reporter à la rubrique « Mise en garde », et pour consulter une analyse exhaustive des facteurs de risque significatifs pouvant toucher Cenovus, se reporter à la notice annuelle de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2012. Les paragraphes qui suivent constituent une mise à jour de la gestion du risque lié au prix des marchandises.

### Risque lié aux prix des marchandises

Les fluctuations des prix futurs des marchandises occasionnent la volatilité du rendement financier de la société. De nombreux facteurs influent sur les prix des marchandises, comme l'offre et la demande à l'échelle mondiale et régionale, les contraintes en matière de transport et les carburants de substitution; ces facteurs sont indépendants de la volonté de Cenovus et peuvent entraîner une considérable volatilité des prix.

La société gère le risque lié aux prix des marchandises par divers moyens, dont l'intégration et la conclusion de couvertures financières et de contrats à livrer. Le modèle d'affaires de Cenovus, axé sur l'intégration des activités en amont et en aval, permet à la société d'atténuer son exposition aux écarts entre le pétrole léger et le pétrole lourd et aux marges de raffinage. En outre, la production de gaz naturel sert de couverture économique sur le gaz employé comme combustible des activités en amont et des raffineries. La société réduit encore son exposition au risque lié aux prix des marchandises à l'aide de divers instruments et de contrats à livrer.

Le détail de ces instruments financiers en cours au 31 mars 2013 est présenté dans les notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires. Leur incidence financière est exposée ci-dessous :

### ***Incidence financière des activités de gestion des risques***

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars					
	2013			2012		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	43	(190)	(147)	(26)	30	4
Gaz naturel	19	(42)	(23)	60	36	96
Raffinage	(4)	2	(2)	(5)	3	(2)
Électricité	-	-	-	-	(5)	(5)
<b>Profit (perte) lié à la gestion des risques</b>	<b>58</b>	<b>(230)</b>	<b>(172)</b>	29	64	93
Charge d'impôt sur le résultat	14	(57)	(43)	6	16	22
<b>Profit (perte) lié à la gestion des risques, après impôt</b>	<b>44</b>	<b>(173)</b>	<b>(129)</b>	23	48	71

Au premier trimestre de 2013, la stratégie de gestion du risque lié aux prix des marchandises s'est traduite par des profits réalisés sur les instruments financiers conclus à l'égard du pétrole brut et du gaz naturel, car les prix de référence ont été inférieurs aux prix contractuels convenus. La société a comptabilisé des pertes latentes sur les instruments financiers conclus à l'égard du pétrole brut et du gaz naturel par suite de la hausse des prix à terme des marchandises, tant pour le pétrole brut que pour le gaz naturel, et de la contraction des écarts entre le pétrole léger et le pétrole lourd par rapport aux prix contractuels. Les notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires contiennent des détails sur les volumes et les prix des contrats conclus par la société.

## **JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE**

Pour obtenir plus de détails concernant les jugements, estimations et méthodes comptables d'importance critique de la société, les paragraphes qui suivent devraient être lus en parallèle avec le rapport de gestion annuel de 2012.

Pour l'application des méthodes comptables, Cenovus est tenue d'avoir recours à des jugements, de faire des estimations et de poser des hypothèses qui pourraient avoir une incidence importante sur les résultats financiers de la société. Les résultats réels peuvent être différents de ces estimations, parfois de façon marquée. Les estimations et hypothèses utilisées peuvent faire l'objet de mises à jour en fonction des antécédents 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. Dans les notes annexes aux états financiers consolidés et le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2012 sont expliqués plus amplement le mode de présentation et les méthodes comptables significatives de la société.

### **Jugements comptables d'importance critique intervenant dans l'application des méthodes comptables**

Les jugements d'importance critique sont ceux que la direction doit poser lors de l'application des méthodes comptables qui ont le plus d'effet sur les montants comptabilisés par Cenovus dans les états financiers consolidés annuels et intermédiaires et les notes annexes. Le 1<sup>er</sup> janvier 2013, comme convenu, la société a adopté les normes se rapportant aux partenariats, à la consolidation et aux entreprises associées, qui exigent le recours à des jugements d'importance critique. Se reporter à la rubrique « Partenariats, consolidation, entreprises associées et informations à fournir » présentée plus bas pour obtenir des détails. D'autres renseignements sur les jugements comptables que la société utilise lors de l'application des méthodes comptables se trouvent dans les notes annexes aux états financiers consolidés et le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

### **Principales sources d'incertitude relative aux estimations**

Les estimations comptables d'importance critique sont celles qui font en sorte que la direction doit poser des jugements particulièrement subjectifs ou complexes sur des sujets par nature incertains. Les estimations et les hypothèses qui les sous-tendent sont examinées périodiquement, et toute révision des estimations comptables est comptabilisée dans la période au cours de laquelle la révision est effectuée. Aucun changement n'est survenu dans les principales sources d'incertitude relative aux estimations au premier trimestre de 2013. Pour obtenir plus de renseignements sur les principales sources d'incertitude relative aux estimations, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés et au rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

### **Changements de méthodes comptables**

#### ***Partenariats, consolidation, entreprises associées et informations à fournir***

Comme il en est fait mention dans les états financiers consolidés, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013, Cenovus a adopté, comme convenu, IFRS 10, *États financiers consolidés*, (« IFRS 10 »), IFRS 11, *Partenariats*, (« IFRS 11 »),

IFRS 12, *Informations à fournir sur les participations dans d'autres entités*, (« IFRS 12 ») et la version modifiée d'IAS 28, *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises*, (« IAS 28 »).

Cenovus a effectué un examen de sa méthode de consolidation et a conclu que l'adoption d'IFRS 10 n'avait pas modifié le statut de consolidation de ses filiales et entités émettrices.

Aux termes d'IFRS 11, les participations dans des partenariats sont classées comme des entreprises communes ou des coentreprises en fonction des droits et des obligations des parties à l'entreprise. Cenovus a procédé à un examen complet de ses participations dans d'autres entités et a déterminé que deux d'entre elles, FCCL Partnership (« FCCL ») et WRB Refining LP (« WRB »), prises individuellement, constituaient une participation importante. La société participe au contrôle conjoint de ces deux entités. Auparavant, Cenovus comptabilisait ces entités sous contrôle conjoint selon la méthode de la consolidation proportionnelle.

Cenovus a examiné ces partenariats en tenant compte de leur structure, de la forme juridique des véhicules distincts, le cas échéant, des stipulations contractuelles des partenariats et d'autres faits et circonstances. Le classement des partenariats dans le cadre de l'application par Cenovus de la méthode comptable exposée dans IFRS 11 fait appel au jugement. Il a été déterminé que Cenovus possède des droits sur les actifs et des obligations au titre des passifs de FCCL et de WRB. Par conséquent, ces partenariats ont été traités en tant qu'entreprises communes conformément à IFRS 11, et la quote-part revenant à Cenovus des actifs, des passifs, des produits et des charges a été comptabilisée dans les états financiers consolidés intermédiaires.

Pour déterminer le classement adéquat de ses partenariats conformément à IFRS 11, Cenovus a pris en compte les facteurs suivants :

- L'opération par laquelle FCCL et WRB ont été constituées avait pour objectif la mise sur pied d'une coentreprise intégrée d'exploitation du pétrole lourd en Amérique du Nord. Le recours à deux partenariats pour former une coentreprise intégrée, au départ neutre sur le plan de la fiscalité, se justifiait du fait que les actifs sont situés dans différents territoires de compétence fiscale. Les partenariats sont des entités intermédiaires dotées d'une durée de vie limitée.
- Les partenariats exigent des partenaires (Cenovus d'une part et ConocoPhillips ou Phillips 66 d'autre part, ou leurs filiales respectives) qu'ils fassent des apports si les fonds sont insuffisants pour que les partenariats s'acquittent de leurs obligations ou règlent leurs passifs. L'expansion passée et future de FCCL et de WRB est tributaire du financement consenti par les partenaires au moyen d'effets à payer et de prêts octroyés aux partenariats. Les partenariats n'ont pas contracté d'emprunts auprès de tiers.
- Le fonctionnement de FCCL est le même que celui de la plupart des relations de participation directe de l'Ouest canadien, dans lesquelles un partenaire est l'exploitant et extrait les produits au nom de l'ensemble des participants. La structure de WRB est fort semblable, à ceci près que son contexte opérationnel est celui du raffinage.
- À titre d'exploitants, Cenovus et Phillips 66, par l'intermédiaire de filiales entièrement détenues, assurent la commercialisation, achètent les charges d'alimentation nécessaires et s'occupent du transport et du stockage pour le compte des partenaires, car les accords interdisent aux partenariats d'effectuer eux-mêmes ces tâches. En outre, les partenariats n'ont pas d'employés et ne pourraient donc pas s'en acquitter.
- Dans chacun des deux partenariats, la production revient à l'un des deux partenaires, ce qui indique que les partenaires ont des droits sur les avantages économiques découlant des actifs et l'obligation de financer les passifs des partenariats.

L'application de ces normes n'a pas eu d'incidence sur les montants comptabilisés des actifs, des passifs et du résultat global de la société.

### **Avantages du personnel**

Comme il en est fait mention dans les états financiers consolidés, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013, Cenovus a adopté, comme convenu, IAS 19, *Avantages du personnel*, dans sa version modifiée en juin 2011 (« IAS 19M »). Cenovus a appliqué la norme de manière rétrospective, comme convenu, et conformément aux dispositions transitoires. L'état consolidé de la situation financière d'ouverture de la période comparative la plus récente présentée (1<sup>er</sup> janvier 2012) a été retraité.

Selon la version modifiée de la norme, une entité est tenue de comptabiliser les variations des obligations au titre des prestations définies et des actifs d'un régime lorsqu'elles se produisent; l'approche du corridor, auparavant permise, est écartée et la comptabilisation du coût des services passés est accélérée. Pour que le passif ou l'actif net au titre des prestations définies reflète la valeur intégrale du déficit ou de l'excédent du régime, tous les écarts actuariels doivent être comptabilisés immédiatement dans le résultat global. De plus, Cenovus a remplacé le coût financier de l'obligation au titre des prestations définies et le rendement prévu des actifs du régime par un coût

financier net fondé sur l'actif ou le passif net au titre des prestations définies mesuré par l'application du même taux d'actualisation que celui utilisé pour évaluer l'obligation au titre des prestations définies au début de l'exercice. La charge d'intérêts et le produit d'intérêts sur les passifs et les actifs au titre des avantages postérieurs à l'emploi doivent être comptabilisés en résultat net.

Selon IAS 19M, les indemnités de cessation d'emploi doivent être comptabilisées à la première des dates suivantes : la date où la société ne peut plus retirer son offre d'indemnité et la date où elle comptabilise des coûts de restructuration. Cette modification n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés.

L'incidence de l'adoption d'IAS 19M n'est pas significative et s'établit comme suit :

### États consolidés des résultats et du résultat global

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2012	Exercice clos le 31 décembre 2012
Augmentation (diminution) liée aux éléments suivants :		
Résultat net	-	2
Autres éléments du résultat global	-	(4)

### États consolidés de la situation financière

(en millions de dollars)	31 décembre 2012	1 <sup>er</sup> janvier 2012
Augmentation (diminution) liée aux éléments suivants :		
Passif net au titre des prestations définies <sup>1)</sup>	32	30
Impôt différé	(8)	(8)
Capitaux propres	(24)	(22)

1) Comprend les régimes de retraite à prestations définies et autres avantages postérieurs à l'emploi.

### Évaluation de la juste valeur

Le 1<sup>er</sup> janvier 2013, Cenovus a adopté, comme convenu, IFRS 13, *Évaluation de la juste valeur*, (« IFRS 13 »), qu'elle a appliquée de manière prospective comme l'exigent les dispositions transitoires. La norme contient une définition cohérente de la juste valeur et présente des obligations d'information uniformes relatives à l'évaluation de la juste valeur. Cenovus n'a apporté aucun changement à sa méthode de détermination de la juste valeur de ses actifs et de ses passifs financiers. C'est pourquoi l'adoption d'IFRS 13 n'a donné lieu à aucun ajustement de l'évaluation au 1<sup>er</sup> janvier 2013.

### Présentation des autres éléments du résultat global

Le 1<sup>er</sup> janvier 2013, Cenovus a adopté IAS 1, *Présentation des états financiers*, (« IAS 1 »), dans sa version modifiée en juin 2011. La version modifiée exige que les sociétés répartissent les postes représentant les autres éléments du résultat global entre deux catégories : 1) éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net ou 2) ceux qui seront reclassés ultérieurement en résultat net lorsque certaines conditions seront remplies. Cette version modifiée a fait l'objet d'une application rétrospective complète et, par conséquent, la présentation des postes des autres éléments du résultat global a été modifiée. L'adoption de cette norme modifiée ne s'est traduite par aucun ajustement des autres éléments du résultat global ni du résultat global lui-même.

### Compensation des actifs financiers et des passifs financiers

Le 1<sup>er</sup> janvier 2013, Cenovus s'est conformée aux obligations d'information modifiées relatives à la compensation des actifs financiers et des passifs financiers qui se trouvent dans IFRS 7, *Instruments financiers : informations à fournir*, dans sa version publiée en décembre 2011. L'information supplémentaire a été fournie dans les états financiers consolidés intermédiaires. L'adoption de la norme modifiée n'a pas eu d'incidence sur les états consolidés des résultats et du résultat global ni sur les états consolidés de la situation financière.

### Prises de position futures en comptabilité

Aucune norme, nouvelle ou modifiée, n'a été publiée au cours du premier trimestre de 2013 qui s'applique aux périodes futures de Cenovus. Une description des normes et des interprétations que Cenovus adoptera pour des périodes futures se trouve dans les notes annexes aux états financiers consolidés et dans le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

## ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

Aucun changement n'a été apporté au contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») au cours du trimestre clos le 31 mars 2013 qui aurait eu ou serait raisonnablement susceptible d'avoir une incidence significative sur le CIIF.

Les systèmes de contrôle interne, aussi bien conçus soient-ils, comportent des limites qui leur sont inhérentes. Par conséquent, même si les systèmes de contrôle interne ont été jugés efficaces, ils ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable en ce qui a trait à la préparation et à la présentation des états financiers. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

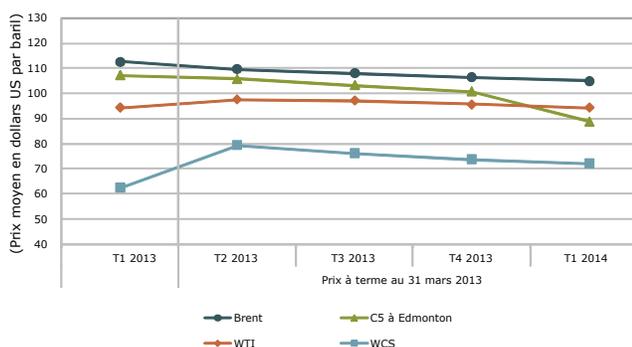
## PERSPECTIVES

Nous poursuivons notre progression vers la réalisation de notre plan stratégique décennal en visant une production de bitume 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 réaliser ses plans d'expansion, la société prévoit procéder à d'autres agrandissements à Foster Creek, à Christina Lake et à Narrows Lake et entreprendre de nouveaux projets à Grand Rapids et à Telephone Lake. La société poursuivra la mise en valeur 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, tout en accordant une importance de premier ordre à la performance environnementale et à un dialogue constructif avec les parties prenantes.

### Prix des marchandises sous-tendant les résultats financiers

L'évolution future des prix relatifs à la production de pétrole brut de la société dépendra des facteurs suivants :

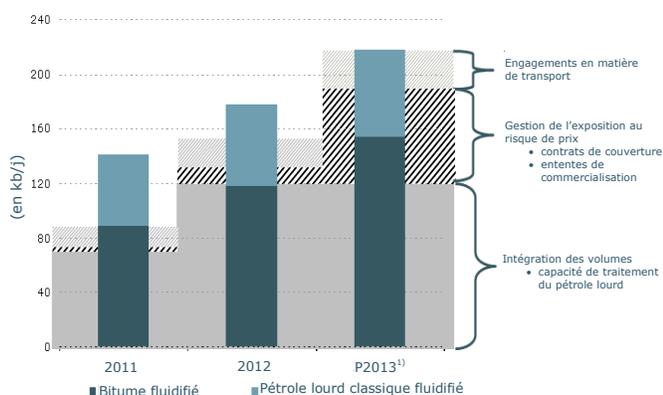
- les perspectives globales pour les prix du pétrole brut resteront étroitement liées à la croissance économique mondiale et aux interruptions de la production. À court terme, les prix resteront sans doute volatils et sensibles aux attentes sur les marchés;
- les écarts Brent-WTI devraient rétrécir au cours du premier semestre de 2013 à mesure que de nouvelles capacités de transport par pipeline seront construites et permettront le transport du pétrole brut de Cushing jusqu'aux marchés de la côte américaine du golfe du Mexique;
- les prix du WCS devraient reculer en regard des prix en vigueur sur la côte américaine du golfe du Mexique, car l'offre intérieure de pétrole brut continue de croître à un rythme plus rapide que la capacité de transport pipelinier et ferroviaire, ce qui ajoute des contraintes à un réseau de transport déjà congestionné;
- on prévoit que les marges de craquage des raffineries céderont du terrain en 2013, car la nouvelle capacité de transport par pipeline à partir de Cushing entraînera vraisemblablement une modération des escomptes sur le brut WTI. Pour leur part, les raffineurs qui traitent du brut WCSB dégageront encore de solides marges;
- les prix du gaz naturel devraient continuer de s'affermir, car l'offre recule maintenant que l'activité des installations a diminué et que la croissance de la demande persiste en raison de la concurrence très vive qui s'exerce encore en Amérique du Nord au chapitre de la tarification.



La société est préparée à une certaine volatilité des prix du pétrole brut. Elle réduit son exposition aux écarts de prix entre le léger et le lourd par les moyens suivants :

- Intégration – Les installations de raffinage du pétrole lourd permettent à la société de traiter le brut lourd d'origine canadienne. Sur le plan de la chaîne de valeur, les raffineries sont en mesure de tirer parti à la fois de l'écart WTI-WCS pour le pétrole brut canadien et de l'écart Brent-WTI grâce à la vente de produits raffinés.
- Opérations de couverture financière – La société protège les prix du brut en amont contre le risque de baisse en concluant des opérations financières fixant l'écart WTI-WCS.
- Ententes de commercialisation – La société protège les prix du brut en amont en concluant, directement avec les raffineurs, des contrats de livraison physique comprenant des composantes à prix fixe.
- Engagements en matière de transport – Cenovus apporte son soutien aux projets de transport servant à acheminer le pétrole des zones de production jusqu'aux marchés côtiers.

#### Protection contre la congestion du brut au Canada



1) Capacité de production nette prévue.

### Mise à jour des priorités pour 2013

#### Accès aux marchés

À court et à moyen terme, la société s'efforce stratégiquement d'accéder à de nouveaux marchés pour son pétrole canadien. De cette façon, elle pourra mieux tirer parti de ses stratégies en matière de transport et de commercialisation et élargir les possibilités de commercialisation de sa production grandissante. La stratégie consiste entre autres à étendre la capacité de transport ferroviaire à environ 10 000 barils par jour pour 2013 en prenant des engagements à l'égard de projets de transport et en participant à diverses initiatives visant à élargir les marchés existants et à en trouver de nouveaux pour le pétrole brut. Au cours du premier trimestre de 2013, la société a acheminé par chemin de fer environ 6 000 barils par jour, ce qui lui a permis de réaliser des prix plus élevés sur son pétrole brut et de diversifier sa clientèle.

#### Resserrement de la structure de coûts

Cenovus possède déjà un excellent dossier en matière d'efficacité des coûts. Si elle veut continuer de respecter son plan d'affaires, la société doit faire en sorte de maintenir à long terme une structure de coûts efficace et durable et d'exploiter au mieux son modèle d'affaires. La société dispose par exemple d'un bon nombre d'occasions d'améliorer l'efficacité de ses coûts en gérant encore mieux sa chaîne d'approvisionnement de façon à améliorer les dépenses d'investissement et à comprimer les charges opérationnelles.

#### Autres enjeux d'importance

La société se doit de gérer avec sagacité ses activités pour favoriser ses plans d'expansion. Les principaux enjeux sont l'obtention en temps opportun des autorisations des organismes de réglementation et des partenaires, le cadre réglementaire en matière d'environnement et la concurrence au sein du secteur. Pour de plus amples renseignements concernant l'incidence de ces facteurs sur les résultats financiers de Cenovus, se reporter à la rubrique « Gestion des risques » du rapport de gestion annuel de la société. Les lecteurs sont également invités à consulter les indications de 2013 publiées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com à l'occasion de la parution du communiqué de presse de décembre 2012.

## MISE EN GARDE

---

### Information prospective

Le présent document contient des énoncés prospectifs et d'autres informations (collectivement, l'« information prospective ») à propos des attentes, des estimations et des projections de la société à la lumière de son expérience et de sa perception des tendances historiques. L'information prospective dans le présent document se reconnaît à des termes comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « cibler », « projeter » ou « P », « pouvoir », « accent », « vision », « but », « proposé », « programmé », « perspective », « éventuel » ou des expressions analogues et comprend des suggestions de résultats futurs, y compris des déclarations à propos de la stratégie de croissance et des échéanciers connexes, de la valeur future projetée ou de la valeur de l'actif net projetée, du résultat opérationnel et 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 en ce qui concerne les approbations futures des autorités de réglementation, des partenaires ou en interne, des répercussions futures des mesures réglementaires, des prix des marchandises projetés, de l'utilisation et du développement futurs de la technologie 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 [cenovus.com](http://cenovus.com)); les dépenses d'investissement prévues par Cenovus, la souplesse des budgets d'immobilisations prévues et leurs sources de financement connexes; les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; la capacité d'obtenir les approbations nécessaires de la part des autorités de réglementation et des partenaires; la réalisation fructueuse et dans les délais des projets d'immobilisations ou de leurs étapes; la capacité de Cenovus de dégager des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles suffisants pour s'acquitter de ses obligations présentes et futures et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents déposés par Cenovus auprès des autorités en valeurs mobilières.

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

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive et est fournie à la date du présent rapport de gestion. Pour l'analyse détaillée de la gestion des risques de Cenovus, se reporter à la rubrique « Gestion des risques » du rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2012. Pour une analyse détaillée des principaux facteurs de risque touchant la société, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » de la notice annuelle ou au rapport sur formulaire 40-F pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, lesquels sont disponibles sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com), sur EDGAR à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov) et sur notre site Web à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com).

## ABRÉVIATIONS

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

<b>Pétrole brut et LGN</b>		<b>Gaz naturel</b>	
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
		GJ	gigajoule
<b>Autre</b>			
MC	Marque de commerce de Cenovus Energy Inc.		