



RAPPORT DE GESTION  
POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2012

---

**TABLE DES MATIÈRES :**

APERÇU DE CENOVUS.....	2
FAITS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS DE 2012.....	5
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL.....	7
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS.....	9
RÉSULTATS FINANCIERS.....	11
SECTEURS À PRÉSENTER.....	17
SABLES BITUMINEUX.....	18
HYDROCARBURES CLASSIQUES.....	22
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION.....	26
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS.....	28
RÉSULTATS TRIMESTRIELS.....	31
RÉSERVES ET RESSOURCES DE PÉTROLE ET DE GAZ.....	32
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT.....	35
GESTION DES RISQUES.....	40
JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE.....	46
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	51
TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE.....	51
PERSPECTIVES.....	52
MISE EN GARDE.....	54
ABRÉVIATIONS.....	56

---

*Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société »), daté du 13 février 2013, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2012 et les notes annexes (les « états financiers consolidés »). Le présent rapport de gestion 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 examiné 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 [www.cenovus.com](http://www.cenovus.com).*

**Mode de présentation**

*Le présent rapport de gestion et les états financiers consolidés, 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. 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 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 décembre 2012, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 25 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. Pour 2012, la production moyenne totale de pétrole brut et de LGN de Cenovus a dépassé 165 000 barils par jour, la production moyenne de gaz naturel a été supérieure à 590 Mpi<sup>3</sup>/j et les activités de raffinage ont produit quelque 433 000 barils par jour de produits raffinés. Les secteurs à présenter sont les suivants : Sables bitumineux, Hydrocarbures classiques, Raffinage et commercialisation et Activités non sectorielles et éliminations.

### 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.

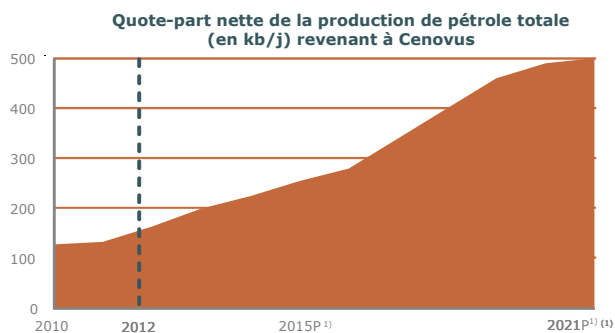
L'approche intégrée de la société permet à Cenovus de profiter de chaque maillon de la chaîne de valeur, de la production jusqu'aux produits finaux de qualité supérieure comme les carburants de transport. Elle repose sur l'ensemble du portefeuille d'actifs de la société :

- 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 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 en Saskatchewan et en Alberta. 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 brute 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 de 2012 (b/j)	Capacité de production brute actuellement prévue (b/j)
<b>Projets existants</b>			
Foster Creek	50	57 833	310 000
Christina Lake	50	31 903	300 000
Narrows Lake	50	-	130 000
<b>Nouveaux gisements</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 devrait commencer en 2014. La phase E du projet de Christina Lake devrait être mise en production au troisième trimestre de 2013. 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 du site est en cours, et la production devrait pouvoir débuter en 2017.

Grand Rapids et Telephone Lake sont deux des nouveaux projets de Cenovus. Au bien 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 s'élève à 55 000 barils par jour.

## Hydrocarbures classiques

La production de pétrole brut et de LGN du secteur Hydrocarbures classiques génère toujours des flux de trésorerie à court terme stables, ce qui rend possible la mise en valeur des actifs liés aux sables bitumineux et assure la diversification des sources de revenu de la société. 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.

Exercice clos le 31 décembre 2012 (en millions de dollars)

	Pétrole brut et LGN	Gaz naturel
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	962	482
Investissement	805	43
<b>Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur l'investissement</b>	<b>157</b>	<b>439</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 en 2012 (kb/j)
Wood River <sup>1)</sup>	50	306
Borger	50	146

1) Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2013, la capacité nominale de Wood River s'élève à 311 000 barils par jour.

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)	2012
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	1 267
Investissement	118
<b>Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur l'investissement</b>	<b>1 149</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 le moins possible les sols en surface.

### 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.

### Valeur de l'actif net

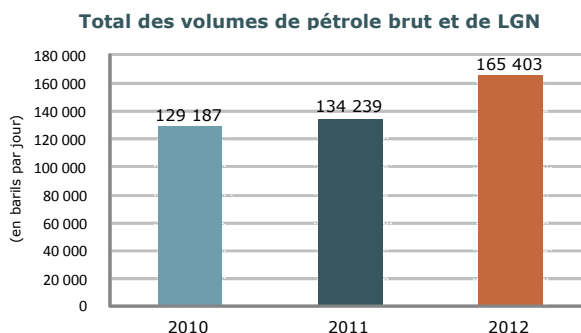
Pour mesurer sa performance, Cenovus emploie divers indicateurs clés, dont la croissance de la valeur de l'actif net. Le rendement opérationnel et financier de 2012 et l'accroissement constant de la production ont fait croître la valeur de l'actif net. La société reste en bonne voie d'atteindre son objectif, 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 DE 2012

En 2012, la société a inscrit une solide performance et a atteint ou dépassé les objectifs fixés pour l'exercice. Les programmes d'investissement prévus ont été menés à bien, les objectifs de production ont été remplis ou surpassés et la valeur de l'actif net s'est accrue.

### Résultats opérationnels

La production moyenne de pétrole brut du secteur Sables bitumineux s'est établie à 112 288 barils par jour, en hausse de 29 %, principalement grâce à l'accroissement de la production à Christina Lake et à Foster Creek. La phase D de Christina Lake, qui est la neuvième phase d'expansion exploitant la DGMV à avoir été mise en service, est entrée en production vers la fin de juillet 2012, avant la date prévue et à un coût inférieur au budget. Cet exploit résulte du recours efficace au chantier de modules de Nisku, à l'utilisation de meilleures techniques de démarrage – qui ont permis d'accélérer la mise en production – et du fait que l'exploitation a débuté par une zone du réservoir de qualité particulièrement élevée. Christina Lake a inscrit un nouveau record journalier en réalisant un plafond de production brute de près de 94 000 barils par jour en 2012, et les installations ont même surpassé leur capacité nominale brute de 98 000 barils par jours au début de 2013.



Dans le secteur Hydrocarbures classiques, la production moyenne de pétrole brut et de LGN a été de 53 115 barils par jour, soit une augmentation de 12 %. Cette augmentation est attribuable aux résultats fructueux des programmes de forage. La production de l'Alberta s'est accrue de 10 % et a atteint 30 357 barils par jour en moyenne, et celle de la Saskatchewan a monté de 15 % pour atteindre 22 758 barils par jour en moyenne.

Les réserves prouvées de bitume ont augmenté de 18 % et s'élèvent à plus de 1,7 milliard de barils; l'estimation la plus juste des ressources éventuelles économiques chiffre ces ressources à 9,6 milliards de barils, soit 17 % de plus qu'auparavant, ce qui témoigne de la robustesse du portefeuille de la société. Des renseignements complémentaires sur les ressources de Cenovus figurent à la rubrique « Réserves et ressources de pétrole et de gaz » du présent rapport de gestion.

Les installations de raffinage de la société ont produit quelque 433 000 barils par jour de produits raffinés, ce qui signifie une progression d'environ 14 000 barils par jour. Cette progression a résulté de l'accroissement de la capacité de traitement du pétrole lourd par suite du fonctionnement pendant l'exercice complet de l'unité de cokéfaction du projet d'expansion à la raffinerie de Wood River (« projet CORE »), parachevée au quatrième trimestre de 2011. Les installations de raffinage ont traité en moyenne 412 000 barils par jour de pétrole brut (401 000 en 2011), dont 198 000 barils par jour de brut lourd, et ce, malgré les révisions prévues des deux raffineries au quatrième trimestre de 2012.

Les autres résultats opérationnels importants de 2012 par rapport à ceux de 2011 comprennent notamment :

- la production moyenne à Christina Lake a été de 31 903 barils par jour, soit plus du double, par suite du démarrage des phases C et D aux troisièmes trimestres de 2011 et de 2012, respectivement;
- la production à Foster Creek s'est élevée en moyenne à 57 833 barils par jour, ce qui signifie une hausse de 5 % ayant découlé de l'optimisation des installations;
- la production à Pelican Lake s'est établie en moyenne à 22 552 barils par jour, ayant progressé de 10 % grâce aux programmes de forage intercalaire et d'injection de polymères que la société y a menés;
- la production de gaz naturel a diminué de 9 % et s'est établie en moyenne à 594 Mpi<sup>3</sup> par jour, ce qui est essentiellement imputable aux baisses normales de rendement prévues et à la sortie d'un bien non essentiel au début du premier trimestre de 2012;
- l'autorisation des organismes de réglementation a été reçue à l'égard des phases A, B et C du projet de Narrows Lake, de même que celle du partenaire à l'égard de la phase A;
- les révisions des raffineries de Borger et de Wood River, prévues au calendrier, ont été menées à bien;
- le pétrole brut peut désormais être acheminé vers de nouveaux marchés grâce à des pipelines vers la côte ouest et par transport ferroviaire jusqu'à la côte est et les États-Unis.

## Résultats financiers

Tout au long de 2012, les résultats financiers de la société ont bénéficié d'un volume de production de pétrole brut élevé et de marges de raffinage toujours importantes, malgré le déclin des prix du pétrole brut, des LGN et du gaz naturel. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont totalisé 4,4 G\$ (soit une hausse de 15 %), et les flux de trésorerie se sont élevés à 3,6 G\$ (soit une hausse de 11 %). Le résultat opérationnel s'est chiffré à 866 M\$, soit une baisse de 30 % imputable principalement à une perte de valeur du goodwill comptabilisée par le secteur Hydrocarbures classiques au quatrième trimestre relativement à la zone de Suffield. Le résultat net a reculé de 33 % pour se fixer à 993 M\$, ce qui s'explique essentiellement par les éléments hors trésorerie relatifs à la diminution des profits latents liés à la gestion des risques et aux sorties d'actifs. Par ailleurs, la société a procédé en août à un appel public à l'épargne, émettant ainsi pour 1,25 G\$ US de billets non garantis de premier rang, et a versé des dividendes annuels de 0,88 \$ par action (0,80 \$ par action en 2011).

Les autres faits saillants financiers de 2012 par rapport à 2011 sont notamment les suivants :

### Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires se sont chiffrés à 16 842 M\$, soit une augmentation de 1 146 M\$, ou 7 %, en raison des facteurs suivants :

- une hausse de 25 % des volumes de vente de pétrole brut et de LGN;
- une progression de 731 M\$ des produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation en raison surtout de l'amélioration du débit de raffinage et des prix des produits raffinés;
- une diminution de 20 % des redevances sur le pétrole brut et les LGN par suite d'une augmentation des investissements.

La hausse des produits des activités ordinaires a été contrebalancée en partie par les éléments suivants :

- les prix de vente moyens du pétrole brut et des LGN (compte non tenu des opérations de couverture financière) ont fléchi de 10 %;
- les produits des activités ordinaires liés au gaz naturel ont baissé de 344 M\$ à cause du repli de la production et de la contraction des prix de vente moyens.

### Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

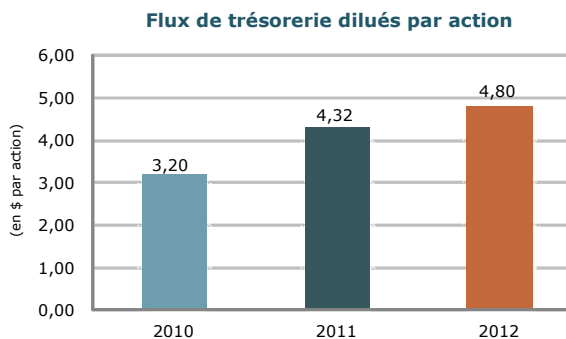
Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 4 436 M\$, ce qui signifie une augmentation de 574 M\$, ou 15 %, attribuable à ce qui suit :

- les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles en amont se sont situés à 3 169 M\$, ce qui représente une amélioration de 288 M\$ attribuable à la hausse des volumes de pétrole brut et de LGN, amélioration qui a été contrebalancée en partie par la contraction des prix réalisés pour le pétrole brut et le gaz naturel et par la décroissance des volumes de gaz naturel;
- les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté de 286 M\$ pour s'établir à 1 267 M\$ grâce à l'amélioration du débit de raffinage, des coûts de la charge d'alimentation et des marges craquage; ces facteurs ont été en partie annulés par la hausse des charges opérationnelles liées aux révisions prévues au calendrier.

### Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie ont totalisé 3 643 M\$, ayant augmenté de 367 M\$, ou 11 %, en raison surtout de la hausse des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles. Leur progression a été annulée en partie par les éléments suivants :

- une hausse de 168 M\$ de la charge d'impôt exigible, exclusion faite de l'impôt sur les sorties d'actifs, qui s'explique essentiellement par la retenue d'impôt de 68 M\$ sur un dividende américain, par l'augmentation de l'impôt sur le résultat aux États-Unis et par l'amélioration des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles au Canada;
- une augmentation des frais généraux et frais d'administration due aux coûts plus élevés liés à l'embauche et au soutien administratif faisant suite à la croissance de la société.



## Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel s'est chiffré à 866 M\$, ayant diminué de 373 M\$, ou 30 %, en raison essentiellement des éléments hors trésorerie suivants :

- la perte de valeur du goodwill de 393 M\$ comptabilisée par le secteur Hydrocarbures classiques à Suffield, qui découle principalement du recul des flux de trésorerie futurs par suite du fléchissement des prix du gaz naturel et du pétrole brut et de l'accroissement des charges opérationnelles. La société a également consacré au gaz naturel un montant minime de dépenses d'investissement, de sorte que la production a surpassé le remplacement des réserves dans cette zone. La diminution des flux de trésorerie futurs et la réduction des volumes ont fait en sorte que la valeur comptable du goodwill, constaté en 2002, a surpassé sa juste valeur;
- l'accroissement de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement à cause de l'augmentation de la production et des taux d'amortissement et d'épuisement;
- la montée des coûts de prospection.

L'accroissement des flux de trésorerie mentionnée ci-dessus a en partie neutralisé la diminution du résultat opérationnel.

## Résultat net

Le résultat net s'est chiffré à 993 M\$, soit une baisse de 485 M\$, ou 33 %, car le fléchissement du résultat opérationnel susmentionné, la baisse des profits latents liés à la gestion des risques, après impôt, et un gain à la sortie d'actifs réalisé en 2011 ont été en partie seulement compensés par la hausse des gains de change latents.

## Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 3 368 M\$, ayant augmenté de 645 M\$, ou 24 %, principalement à cause de l'expansion des installations d'exploitation des sables bitumineux et de la mise en valeur de zones d'intérêt de pétrole avare dans le secteur Hydrocarbures classiques; leur hausse a été en partie contrebalancée par la réduction des dépenses d'investissement du secteur Raffinage et commercialisation après l'achèvement du projet CORE en 2011.

## RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

### Volumes de production de pétrole brut

(en barils par jour)	2012	2012 c. 2011	2011	2011 c. 2010	2010
<b>Sables bitumineux</b>					
Foster Creek	57 833	5 %	54 868	7 %	51 147
Christina Lake	31 903	173 %	11 665	48 %	7 898
Pelican Lake	22 552	10 %	20 424	-11 %	22 966
<b>Hydrocarbures classiques</b>					
Pétrole lourd	16 015	2 %	15 657	-6 %	16 659
Pétrole moyen et léger	36 071	18 %	30 524	4 %	29 346
LGN <sup>1)</sup>	1 029	-7 %	1 101	-6 %	1 171
	<b>165 403</b>	<b>23 %</b>	<b>134 239</b>	<b>4 %</b>	<b>129 187</b>

1) Les LGN comprennent les volumes de condensats.

En 2012, la production de pétrole brut et de LGN a augmenté de 23 % par suite du démarrage des phases C et D de Christina Lake aux troisièmes trimestres de 2011 et de 2012, respectivement, de l'amélioration de la performance des puits et de l'optimisation de l'usine à Foster Creek et de l'accroissement de la production à Pelican Lake découlant du programme de forages intercalaires et d'injection de polymères. Le succès du programme de forage en Alberta et des travaux de forage, de complétion de puits et de construction d'installations en Saskatchewan a également contribué à la hausse de la production.

### Volumes de production de gaz naturel

(en Mpi <sup>3</sup> par jour)	2012	2012 c. 2011	2011	2011 c. 2010	2010
Hydrocarbures classiques	561	-9 %	619	-11 %	694
Sables bitumineux	33	-11 %	37	-14 %	43
	<b>594</b>	<b>-9 %</b>	<b>656</b>	<b>-11 %</b>	<b>737</b>

En 2012, la production de gaz naturel de la société a reculé de 9 %. Étant donné la faiblesse des prix, Cenovus a décidé de restreindre les dépenses d'investissement consacrées au gaz naturel depuis plusieurs années. Le recul s'explique aussi par la sortie du bien Boyer, au début de 2012, dont l'effet a été compensé en partie par le fait qu'aucun des problèmes de production causés par la météo en 2011 ne s'est produit de nouveau en 2012. Exclusion faite de la sortie d'actif du premier trimestre, la production de gaz naturel aurait diminué de 6 %.

## Prix nets opérationnels

	2012		2011		2010	
	Pétrole brut et LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	Pétrole brut et LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	Pétrole brut et LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )
Prix <sup>1)</sup>	65,79	2,42	72,84	3,65	62,96	4,09
Redevances	6,29	0,03	9,84	0,06	9,33	0,07
Transport et fluidification <sup>1)</sup>	2,65	0,10	2,76	0,15	1,88	0,17
Charges opérationnelles	13,90	1,10	13,47	1,10	11,74	0,95
Taxe à la production et impôts miniers	0,56	0,01	0,56	0,04	0,62	0,02
<b>Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>42,39</b>	<b>1,18</b>	46,21	2,30	39,39	2,88
Profits (pertes) réalisés liés à la gestion des risques	1,39	1,14	(2,79)	0,87	(0,36)	1,07
<b>Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>43,78</b>	<b>2,32</b>	43,42	3,17	39,03	3,95

1) Le brut lourd est mélangé avec des condensats achetés. Les prix du pétrole brut et des LGN et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte des achats de condensats de 26,72 \$ le baril (24,91 \$ le baril en 2011 et 20,36 \$ le baril en 2010).

En 2012, le prix net opérationnel moyen pour le pétrole brut et les LGN, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a diminué de 3,82 \$ le baril par rapport à celui de 2011. Les prix de vente ont été inférieurs en 2012, ce qui concorde avec la baisse des prix de référence et la diminution des prix de vente enregistrée à Christina Lake en raison de l'écart entre le Christina Dilbit Blend (« CDB ») et le Western Canadian Select (« WCS »). En outre, la hausse des charges opérationnelles imputable aux activités de reconditionnement, à la main-d'œuvre et aux frais de réparation et de maintenance a également eu un effet à la baisse sur le prix net opérationnel moyen. Cette baisse a été compensée par une réduction des redevances principalement attribuable à l'accroissement des dépenses d'investissement.

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 diminué pour sa part de 1,12 \$ le kpi<sup>3</sup> en 2012, principalement par suite de la baisse des prix de vente comparativement à 2011.

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

	2012	2012 c. 2011	2011	2011 c. 2010	2010
Production de pétrole brut (kb/j)	412	3 %	401	4 %	386
Produits raffinés (kb/j)	433	3 %	419	3 %	405
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	91	2 %	89	3 %	86

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

La production de pétrole brut et les produits raffinés ont progressé de 3 % par suite de l'exploitation pendant un exercice complet du projet CORE après son achèvement à la raffinerie de Wood River. Ces améliorations ont été en partie annulées par des révisions planifiées qui ont duré plus longtemps que prévu aux deux raffineries au quatrième trimestre de 2012.

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



## 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>

	T4 2012	2012	2011	2010
<b>Prix du pétrole brut (\$ US/b)</b>				
Contrats à terme normalisés sur le Brent				
Moyenne	110,13	111,68	110,91	80,34
Fin de la période	111,11	111,11	107,38	94,75
WTI				
Moyenne	88,23	94,15	95,11	79,61
Fin de la période	91,82	91,82	98,83	91,38
Écart moyen des contrats à terme normalisés sur le Brent/WTI	21,90	17,53	15,80	0,73
WCS				
Moyenne	70,12	73,12	77,96	65,38
Fin de la période	59,16	59,16	84,37	72,87
Écart moyen WTI/WCS	18,11	21,03	17,15	14,23
Prix moyen des condensats (C5 à Edmonton)	98,14	100,88	105,34	81,91
Écart moyen positif				
WTI/condensats	(9,91)	(6,73)	(10,23)	(2,30)
<b>Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries<sup>2)</sup></b>				
(\$ US/b)				
Chicago	28,18	27,76	24,55	9,33
Midwest Combined (« groupe 3 »)	28,49	28,56	25,26	9,48
<b>Moyenne des prix du gaz naturel</b>				
Prix AECO (\$/GJ)	2,90	2,28	3,48	3,91
Prix NYMEX (\$ US/MBtu)	3,40	2,79	4,04	4,39
Écart de base NYMEX/ AECO (\$ US/MBtu)	0,31	0,38	0,31	0,40
<b>Taux de change du dollar US par rapport au dollar CA</b>				
Moyenne	1,009	1,001	1,012	0,971

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.

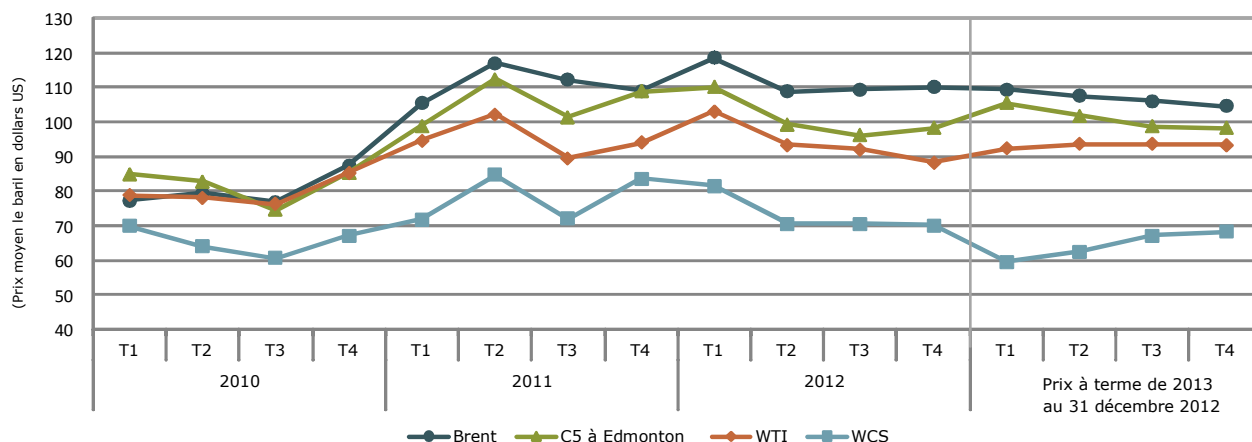
2) La marge de craquage 3-2-1 est un indicateur de la marge de raffinage résultant de la transformation de trois barils de pétrole brut en deux barils d'essence ordinaire sans plomb et un baril de diesel à très faible teneur en soufre calculé en fonction des prix de la charge d'alimentation en pétrole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

### Prix de référence – pétrole brut

Le prix de référence Brent est un bon indicateur des prix du pétrole brut mondiaux et indique mieux que le WTI les variations des prix des produits raffinés intérieurs, lesquels sont liés aux marchés mondiaux. En 2012, le prix moyen du pétrole brut Brent est resté à peu de choses près le même qu'en 2011, se situant autour de 112 \$ US le baril. La faible croissance de la demande, en effet, a été compensée par les interruptions de l'approvisionnement occasionnées par les troubles géopolitiques et par des problèmes opérationnels. La faiblesse de la demande, quant à elle, découle de la morosité des économies européenne et nord-américaine, les pouvoirs publics s'attaquant à leurs déséquilibres fiscaux, ainsi que du ralentissement de la croissance en Chine, où les autorités ont tenté de réduire la valeur gonflée des produits.

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 a pesé lourd sur la capacité de transport à partir des marchés intérieurs. Cet escompte s'est accru quelque peu en 2012, car la capacité de transport supplémentaire qui a résulté du renversement du sens d'écoulement du pipeline Seaway, lequel permet désormais d'acheminer les produits hors du Midwest américain, a été largement annulée par la croissance de l'offre intérieure.

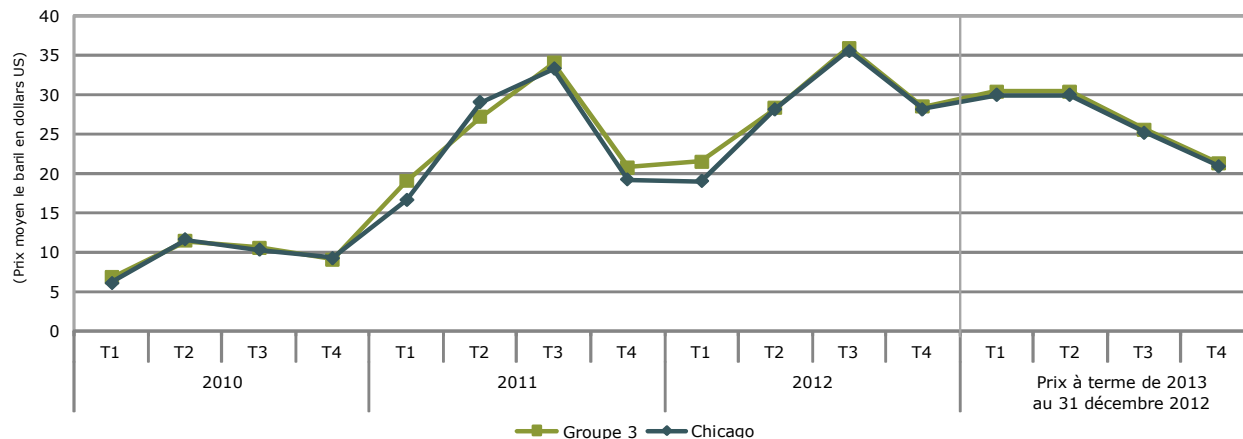
Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. Ce pétrole lourd fluidifié se négocie à un escompte par rapport au WTI, qui est le prix de référence du pétrole léger. L'écart moyen entre le WTI et le WCS s'est élargi en 2012, en raison surtout de la congestion accrue du transport hors du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC »), et ce, malgré les interruptions plus fréquentes de l'approvisionnement et la capacité ferroviaire disponible accrue.



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 ont rétréci de 3,50 \$ US le baril en 2012, en grande partie à cause de la solide croissance des stocks de condensats qui s'est poursuivie en Amérique du Nord, l'approvisionnement provenant surtout du bassin d'Eagleford, au Texas; ce facteur a été en partie annulé par l'augmentation des coûts du transport vers le marché d'Edmonton.

#### 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) en 2012 ont augmenté par rapport aux niveaux appréciables de 2011 par suite de l'accroissement des escomptes sur le brut nord-américain et des fermetures de raffineries dans le monde.



Les marges de craquage donnent un aperçu simplifié du marché et sont calculées selon la méthode DEPS, 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 en 2012 ont chuté par rapport aux niveaux atteints en 2011 parce que l'hiver a été parmi les plus doux jamais vus et que la croissance des stocks est restée solide en Amérique du Nord malgré le nombre à la baisse des installations de forage. Pour créer une demande suffisante et corriger ce déséquilibre, les prix du gaz ont baissé suffisamment pour justifier l'abandon du charbon comme combustible de génération d'énergie au profit du gaz naturel.

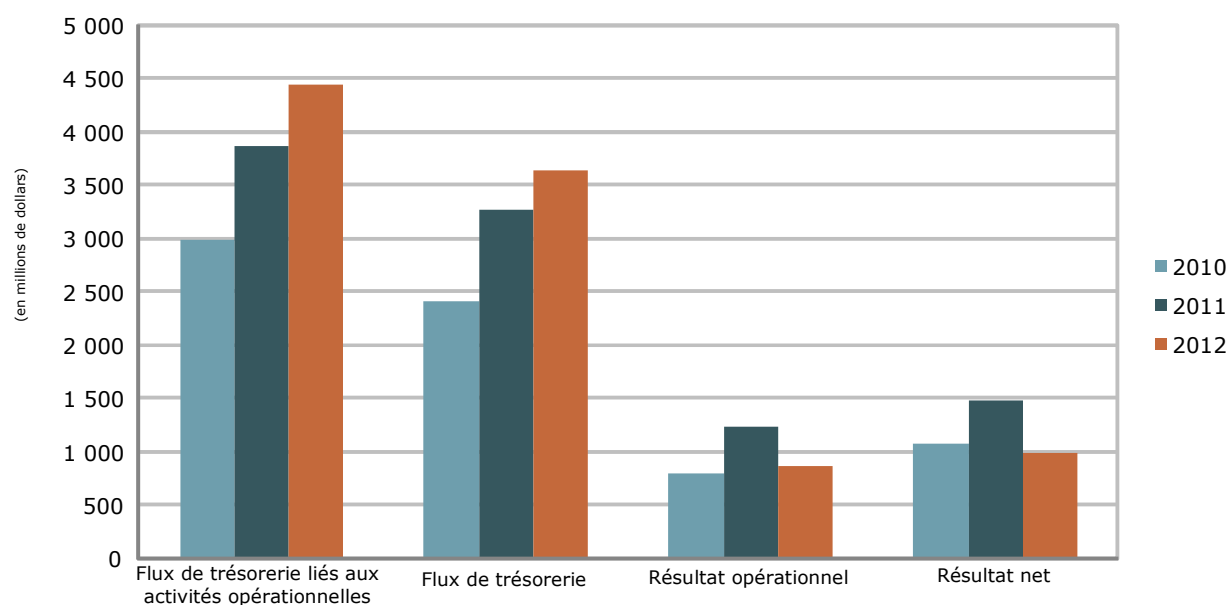
L'affaiblissement du dollar canadien en regard du dollar américain a un effet positif sur les produits des activités ordinaires de Cenovus étant donné que les prix de vente du pétrole brut et des produits raffinés de la société sont établis en fonction de prix de référence libellés en dollars américains. De façon analogue, comme les résultats liés au raffinage sont libellés en dollars américains, toute dépréciation du dollar canadien amplifie les résultats que déclare la société, bien qu'un affaiblissement augmente aussi les dépenses d'investissement liées au raffinage de la société pour la période écoulée. En 2012, le dollar canadien s'est incliné légèrement devant le dollar américain, 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.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, flux de trésorerie, résultat opérationnel et résultat net



(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2012	2012 c. 2011	2011	2011 c. 2010	2010
<b>Produits des activités ordinaires</b>	16 842	7 %	15 696	24 %	12 641
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles<sup>1)</sup></b>	4 436	15 %	3 862	30 %	2 981
<b>Flux de trésorerie<sup>1)</sup></b>	3 643	11 %	3 276	36 %	2 412
- dilués par action	4,80	11 %	4,32	35 %	3,20
<b>Résultat opérationnel<sup>1)</sup></b>	866	-30 %	1 239	55 %	799
- dilué par action	1,14	-30 %	1,64	55 %	1,06
<b>Résultat net</b>	993	-33 %	1 478	37 %	1 081
- de base par action	1,31	-33 %	1,96	36 %	1,44
- dilué par action	1,31	-33 %	1,95	36 %	1,43
<b>Total de l'actif</b>	24 216	9 %	22 194	12 %	19 840
<b>Total des passifs financiers à long terme</b>	6 128	13 %	5 411	-4 %	5 618
<b>Dépenses d'investissement<sup>2)</sup></b>	3 368	24 %	2 723	29 %	2 115
<b>Dividendes en numéraire</b>	665	10 %	603	0 %	601
- par action	0,88	10 %	0,80	0 %	0,80

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

2) 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)

	2012 c. 2011	2011 c. 2010
<b>Produits des activités ordinaires de l'exercice comparatif</b>	<b>15 696</b>	12 641
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :		
Sables bitumineux	866	584
Hydrocarbures classiques	(227)	9
Raffinage et commercialisation	731	2 397
Activités non sectorielles et éliminations	(224)	65
<b>Produits des activités ordinaires à la fin de l'exercice</b>	<b>16 842</b>	15 696

Les produits tirés du secteur Sables bitumineux ont crû de 29 % du fait de la hausse des volumes du pétrole brut et des condensats, contrebalancée en partie par la diminution des prix moyens du pétrole brut. Les produits tirés du secteur Hydrocarbures classiques ont diminué de 11 %, car l'augmentation de la production de pétrole brut et de LGN a été annulée par le fléchissement des prix du brut et la diminution de la production et des prix du gaz naturel. Les produits du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté de 7 % grâce à l'accroissement de la production de produits raffinés et à la hausse des prix des produits raffinés, et ce, malgré la réduction du débit de traitement pendant les révisions prévues. 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 aussi contribué à l'accroissement des produits des activités ordinaires. 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

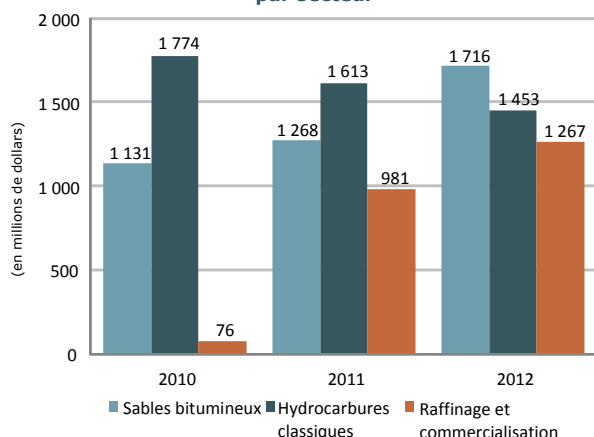
Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles constituent une mesure hors PCGR qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'un exercice à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie des actifs de la société. Les flux de trésorerie 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 flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ne tiennent pas compte des profits ou pertes latents liés à la gestion des risques, qui sont inclus dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations.

(en millions de dollars)

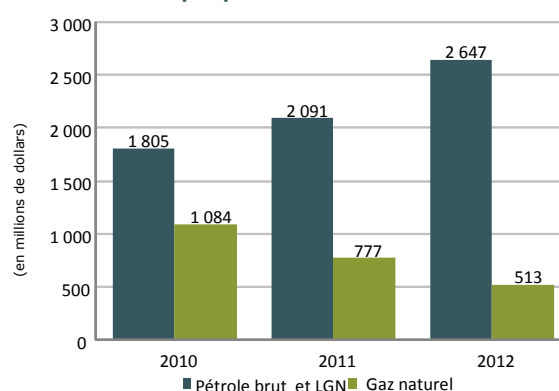
	2012	2011	2010
<b>Produits des activités ordinaires<sup>1)</sup></b>	<b>17 125</b>	15 755	12 765
(Ajouter) déduire :			
Produits achetés <sup>1)</sup>	9 506	9 149	7 674
Frais de transport et de fluidification	1 798	1 369	1 065
Charges opérationnelles <sup>1)</sup>	1 684	1 407	1 289
Taxe sur la production et impôts miniers	37	36	34
Profit réalisé lié à la gestion des risques <sup>1)</sup>	(336)	(68)	(278)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>4 436</b>	3 862	2 981

1) Excluent les produits des activités ordinaires, les produits achetés et les charges opérationnelles comptabilisés dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations. Se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés pour obtenir plus de détails à ce sujet.

**Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles par secteur**



**Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles par produit en amont**



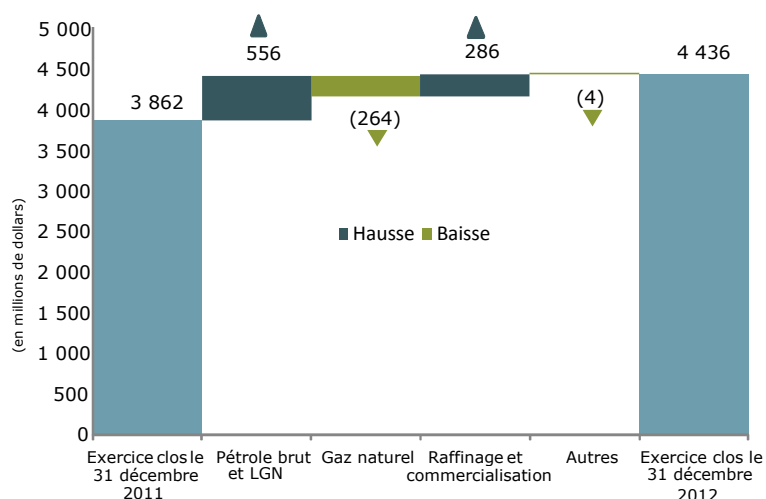
**Variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2011**

Dans l'ensemble, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont progressé de 574 M\$, ou 15 %, du fait de l'accroissement de 27 % des flux de trésorerie tirés du pétrole brut et des LGN et de l'augmentation de 29 % de ceux tirés du secteur Raffinage et commercialisation.

L'accroissement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au pétrole brut et aux LGN a été stimulé par l'augmentation des volumes de production, en partie contrebalancée par la baisse des prix de vente moyens du pétrole brut et la hausse des charges opérationnelles. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles tirés du gaz naturel ont reculé de 264 M\$, ou 34 %, par suite de l'effet combiné de la baisse des prix de vente moyens et de la réduction des volumes de production occasionnée par les reculs normaux de rendement prévus et la sortie d'un bien gazier non essentiel au cours du premier trimestre de 2012.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation ont progressé sous l'effet de l'amélioration du débit des raffineries, des coûts liés à la charge d'alimentation et des marges de craquage, facteurs en partie annulés par l'augmentation des charges opérationnelles liées aux révisions 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.

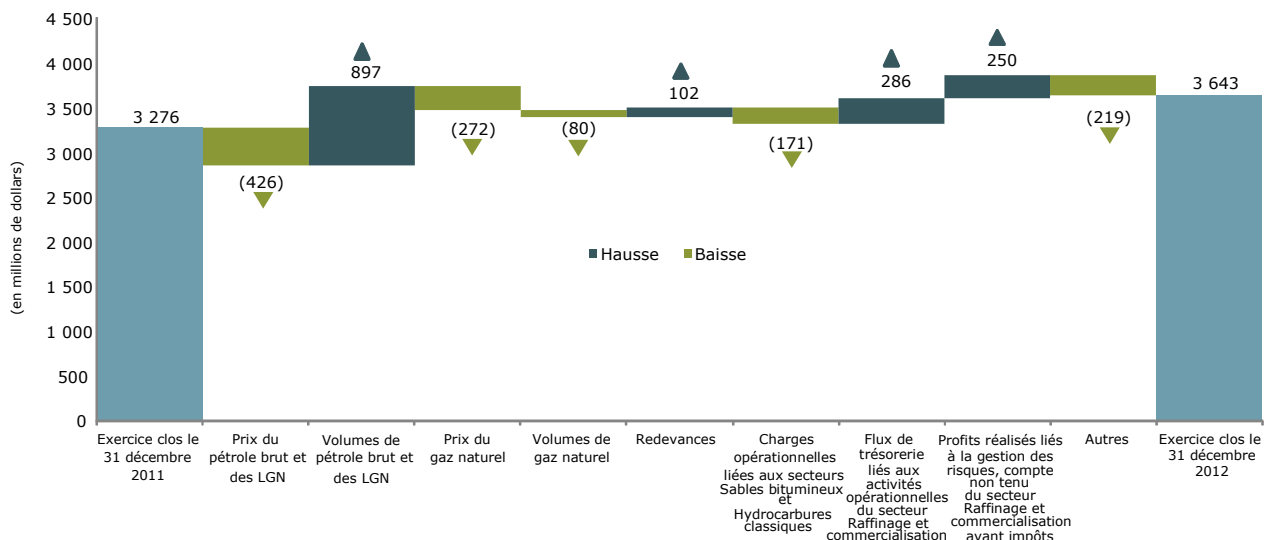
(en millions de dollars)

	2012	2011	2010
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>3 420</b>	3 273	2 591
(Ajouter) déduire :			
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(113)	(82)	(55)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(110)	79	234
<b>Flux de trésorerie</b>	<b>3 643</b>	<b>3 276</b>	<b>2 412</b>

### Variation des flux de trésorerie pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2011

En 2012, les flux de trésorerie de Cenovus ont progressé de 367 M\$, ou 11 %, principalement en raison des facteurs suivants :

- la hausse de 25 % des volumes de pétrole brut et de LGN;
- l'augmentation de 286 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation sous l'effet de l'amélioration du débit des raffineries, des coûts de la charge d'alimentation et des marges de craquage, amélioration en partie annulée par la hausse des charges opérationnelles liées aux révisions prévues au calendrier;
- les profits réalisés de 332 M\$ liés à la gestion des risques avant impôt, compte non tenu du secteur Raffinage et commercialisation, comparativement à des profits de 82 M\$ en 2011;
- la diminution de 102 M\$ des redevances, essentiellement attribuable à la hausse des dépenses d'investissement à Foster Creek et à Pelican Lake. En 2011, l'inclusion des dépenses d'investissement consacrées aux phases d'expansion F, G et H de Foster Creek dans le calcul des redevances de Foster Creek a été approuvée, de sorte que les redevances de l'exercice avaient été réduites de 65 M\$.



La progression des flux de trésorerie en 2012 a été en partie annulée par les facteurs suivants :

- la diminution de 10 % des prix de vente moyens réalisés sur le pétrole brut et les LGN, qui se sont chiffrés à 65,79 \$ le baril;
- la diminution de 34 % des prix de vente moyens du gaz naturel, qui se sont établis à 2,42 \$ le kpi<sup>3</sup>;
- la hausse de 171 M\$ des charges opérationnelles, hausse découlant principalement de l'accroissement de la production de pétrole brut des quatre biens en amont, les charges opérationnelles par baril de brut montant de 3 % pour atteindre 13,99 \$ le baril;
- l'augmentation de 219 M\$ des autres charges, qui se rapporte principalement à une hausse de 168 M\$ de la charge d'impôt sur le résultat exigible faisant suite à la retenue d'impôt de 68 M\$ sur un dividende américain, à l'augmentation de l'impôt sur le résultat aux États-Unis et à la hausse de l'impôt au Canada découlant de l'amélioration des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation des établissements canadiens;
- un fléchissement de 9 % de la production de gaz naturel, principalement par suite des déclins normaux de rendement prévus et de la sortie d'un bien non essentiel au début du premier trimestre de 2012.

### 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, après

impôt, à la conversion d'éléments non opérationnels, de l'incidence après impôt des profits (pertes) à la sortie d'actifs et de l'incidence des modifications des taux d'imposition prévus par la loi.

(en millions de dollars)	2012	2011	2010
<b>Résultat net</b>	<b>993</b>	1 478	1 081
(Ajouter) déduire			
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques, après impôt <sup>1)</sup>	43	134	34
Profits (pertes) de change non opérationnels latents, après impôt <sup>2)</sup>	84	14	153
Profits (pertes) à la sortie d'actifs, après impôt	-	91	83
Profits (pertes) découlant d'un achat avantageux, après impôt	-	-	12
<b>Résultat opérationnel</b>	<b>866</b>	<b>1 239</b>	<b>799</b>

1) Les profits (pertes) latents liés à la gestion des risques, après impôt, tiennent compte de la reprise de profits (pertes) latents comptabilisés au cours de périodes antérieures.

2) Les profits (pertes) de change latents, après impôt, incluent la conversion des billets libellés en dollars américains émis au Canada et l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, les profits (pertes) de change, après impôt, au règlement d'opérations intersociétés et la charge d'impôt différé au titre du change lié à la dette intersociétés en dollars américains constatée à des fins fiscales uniquement.

Le résultat opérationnel de 866 M\$ correspond à une diminution de 373 M\$, ou 30 %, imputable essentiellement à une perte de valeur du goodwill, à une augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement et à une hausse des coûts de prospection, facteurs qui ont été en partie compensés par l'augmentation des flux de trésorerie analysée ci-dessus.

### Variation du résultat net

(en millions de dollars)	2012 c. 2011	2011 c. 2010
<b>Résultat net de l'exercice comparatif</b>	<b>1 478</b>	1 081
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	574	881
Activités non sectorielles et éliminations		
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques, après impôt	(91)	100
Profits (pertes) de change latents	28	(27)
Profits (pertes) à la sortie d'actifs	(107)	(9)
Charges <sup>1)</sup>	(52)	(86)
Amortissement et épuisement	(290)	7
Perte de valeur du goodwill	(393)	-
Coûts de prospection	(68)	3
Impôt sur le résultat, à l'exclusion de l'impôt sur les profits (pertes) latents liés à la gestion des risques	(86)	(472)
<b>Résultat net à la fin de l'exercice</b>	<b>993</b>	<b>1 478</b>

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

D'un exercice par rapport à l'autre, le résultat net a diminué de 485 M\$, ou 33 %, principalement à cause de la comptabilisation d'une perte de valeur du goodwill et du fait que des profits avaient été comptabilisés en 2011 sur la sortie d'actifs, qui ne se sont pas répétés en 2012. Au nombre des facteurs importants qui ont influé sur le résultat net de l'exercice figurent les suivants :

- une perte de valeur de 393 M\$ du goodwill comptabilisée à l'égard de la valeur comptable de l'unité génératrice de trésorerie Suffield, du secteur Hydrocarbures classiques, découlant principalement de la tendance à la baisse des prix futurs du gaz naturel et du pétrole brut et de l'augmentation des charges opérationnelles. En outre, les dépenses d'investissement consacrées au gaz naturel ont été minimes, de sorte que la production a surpassé le remplacement des réserves dans la région;
- une hausse de 290 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement faisant suite à l'accroissement de la production de pétrole brut, 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 et aux coûts amortissables accrus du secteur Raffinage et commercialisation, éléments en partie atténués par la réduction de la production de gaz naturel;
- le fait qu'aucun profit n'a été comptabilisé en 2012 à la sortie d'actifs, alors qu'en 2011, un profit de 107 M\$ avait été comptabilisé à ce titre;
- des profits latents liés à la gestion des risques de 43 M\$, après impôt, en 2012 contre des profits de 134 M\$ en 2011;
- une hausse de la charge d'impôt, qui s'est établie à 769 M\$, compte non tenu de l'incidence des profits et pertes latents liés à la gestion des risques, contre 683 M\$ en 2011;
- une augmentation de 68 M\$ des coûts de prospection;
- une hausse de 57 M\$ des frais généraux et frais d'administration faisant suite essentiellement à une augmentation des coûts liés à l'embauche et au soutien administratif.

La diminution du résultat net a été en partie compensée par les facteurs suivants :

- une augmentation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles analysée plus haut;
- des profits de change latents de 70 M\$ en 2012 contre 42 M\$ en 2011, ce qui correspond au raffermissement du taux de change du dollar canadien au 31 décembre 2012 découlant de la conversion de la dette à long terme libellée en dollars américains et de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise.

### Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	2012	2011	2010
Sables bitumineux	2 211	1 415	857
Hydrocarbures classiques	848	788	526
Raffinage et commercialisation	118	393	656
Activités non sectorielles et éliminations	191	127	76
<b>Dépenses d'investissement</b>	<b>3 368</b>	<b>2 723</b>	<b>2 115</b>
Acquisitions <sup>2)</sup>	114	71	86
Sorties d'actifs	(76)	(173)	(307)
<b>Dépenses d'investissement, montant net<sup>1)</sup></b>	<b>3 406</b>	<b>2 621</b>	<b>1 894</b>

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

2) Les acquisitions d'actifs tiennent compte de la reprise d'un passif au titre du démantèlement de 33 M\$.

Les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont augmenté principalement à cause de la hausse des dépenses consacrées à l'assemblage des modules et à la construction des installations de la phase F, au fonçage de pieux, à la fabrication de l'acier, à l'assemblage des modules et à l'acquisition du matériel principal de la phase G et à la conception technique pour la phase H. En outre, Foster Creek a dû engager des sommes relativement aux installations principales et aux infrastructures. À Christina Lake, l'augmentation des dépenses d'investissement s'explique notamment par le forage de paires de puits en vue de la DGMV dans le cadre de la mise en service progressive des installations, par la construction des installations de la phase E et par la préparation du site, les travaux techniques et la fabrication des principales pièces de matériel de la phase F. À Pelican Lake, les dépenses d'investissement comprenaient le forage intercalaire en prévision de l'expansion de l'injection de polymères, des travaux d'expansion des installations, de la construction d'un pipeline et des dépenses de maintenance. Les dépenses d'investissement de 2012 ont porté entre autres sur le forage de 473 puits de forage stratigraphique bruts, soit un peu moins que les 480 puits bruts forés en 2011. Les résultats serviront à l'expansion et à la mise en valeur des projets du secteur Sables bitumineux.

Les dépenses d'investissement du secteur Hydrocarbures classiques en 2012 étaient axées sur la mise en valeur des biens de pétrole brut de la société, notamment de grands travaux liés au forage, à la complétion et aux installations en Saskatchewan et la complétion des forages et le raccordement ciblant les zones prometteuses de pétrole avare en Alberta.

Les dépenses d'investissement du secteur Raffinage et commercialisation ont diminué considérablement depuis l'achèvement du projet CORE, au quatrième trimestre de 2011. Les dépenses d'investissement de 2012 étaient axées sur la maintenance et l'amélioration de la fiabilité des raffineries. En 2012, elles ont été réduites par des crédits d'impôt de 14 M\$ accordés par l'État de l'Illinois relativement aux dépenses d'investissement de périodes antérieures de la raffinerie de Wood River.

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. L'un des objectifs permanents consiste à faire progresser les technologies qui accroissent la production tout en réduisant l'usage d'eau, de gaz naturel, d'électricité et de terrains. Cette disposition s'illustre dans l'utilisation de la technologie Wedge Well<sup>MC</sup> de la société à Foster Creek et à Christina Lake, le recours à des techniques de démarrage perfectionnées à la phase C de Christina Lake et la mise au point du système de forage SkyStrat<sup>MC</sup> pour le forage de puits stratigraphiques dans les régions éloignées.

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.



## Acquisitions et sorties d'actifs

Les acquisitions d'actifs visaient essentiellement des biens de sables bitumineux jouxtant les biens Telephone Lake et Narrows Lake ainsi que des biens productifs de pétrole brut classique en Alberta et en Saskatchewan adjacents à des biens déjà en production. Les sorties d'actifs de 2012 se rapportaient principalement à la vente du bien de gaz naturel Boyer, situé dans le nord de l'Alberta, au cours du premier trimestre.

## 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)	2012	2011	2010
Flux de trésorerie	3 643	3 276	2 412
Dépenses d'investissement (capitaux engagés et capital-développement)	3 368	2 723	2 115
Flux de trésorerie disponibles <sup>1)</sup>	275	553	297
Dividendes versés	665	603	601
	(390)	(50)	(304)

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. En août 2012, la société a effectué un placement public de titres d'emprunt pour un capital de 1,25 G\$ US. Au 31 décembre 2012, la trésorerie et les équivalents de trésorerie pouvant servir à financer des dépenses d'investissement futures se chiffraient à environ 1,2 G\$. 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)	2012	2011	2010
Sables bitumineux	3 873	3 007	2 423
Hydrocarbures classiques	1 896	2 123	2 114
Raffinage et commercialisation	11 356	10 625	8 228
Actifs non sectoriels et éliminations	(283)	(59)	(124)
	<b>16 842</b>	<b>15 696</b>	<b>12 641</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 nouvelles zones de ressources 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.

En 2012, les principaux facteurs qui ont eu une incidence sur le secteur Sables bitumineux sont les suivants :

- l'achèvement anticipé de la phase D à Christina Lake et le démarrage de la production au cours du troisième trimestre de 2012;
- l'excellente performance opérationnelle de Foster Creek pendant l'exercice, l'exploitation ayant pendant six mois de l'exercice dépassé sa capacité nominale fixée à 120 000 barils bruts par jour;
- la progression des travaux d'agrandissement des phases F, G et H à Foster Creek, la phase F devant d'ailleurs contribuer à la capacité de production dès le troisième trimestre de 2014;
- l'obtention de l'autorisation des autorités de réglementation concernant les phases A, B et C de Narrows Lake et celle du partenaire concernant la phase A.

### Sables bitumineux – pétrole brut

#### Résultats financiers

(en millions de dollars)	2012	2011	2010
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>4 037</b>	3 217	2 610
Déduire : redevances	215	282	276
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>3 822</b>	2 935	2 334
<b>Charges</b>			
Transport et fluidification	1 651	1 229	934
Activités opérationnelles	548	409	339
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(62)	87	14
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>1 685</b>	1 210	1 047
Dépenses d'investissement	2 203	1 401	850
<b>Excédent (déficit) des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes</b>	<b>(518)</b>	(191)	197

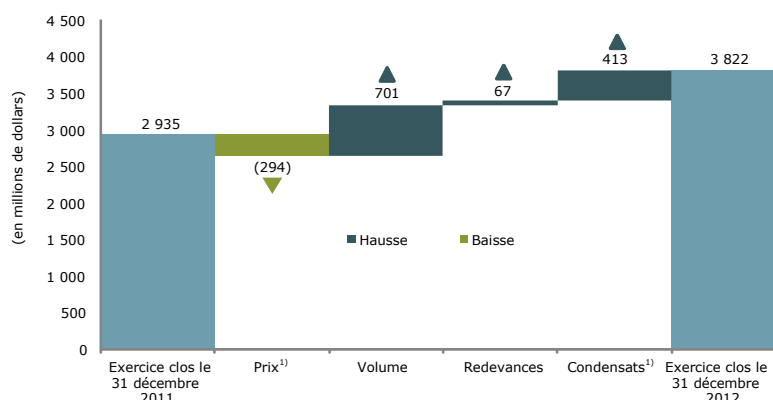
L'excédent des dépenses d'investissement par rapport aux flux de trésorerie tirés des activités opérationnelles du secteur Sables bitumineux est financé par les flux de trésorerie tirés des activités opérationnelles provenant de nos activités liées aux hydrocarbures classiques et au raffinage.

## Produits des activités ordinaires

### Prix

En 2012, le prix de vente moyen du pétrole brut obtenu par la société s'est chiffré à 60,84 \$ le baril, soit 11 % de moins qu'en 2011, ce qui concorde dans l'ensemble avec le fléchissement du prix de référence du WCS.

En 2012, à cause de l'afflux sur le marché d'une nouvelle catégorie de pétrole brut, le CDB, environ 74 % (12 % en 2011) de la production de la société à Christina Lake s'est vendue à titre de CDB, qui se vend à escompte par rapport au WCS. À mesure que l'exercice s'écoulait, cet escompte s'est cependant amoindri, car le CDB a été graduellement mieux accepté comme pétrole brut. 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

La forte augmentation de la production à Christina Lake en 2012 vient du démarrage de la phase C au troisième trimestre de 2011 et de la mise en production de la phase D vers la fin du mois de juillet 2012, c'est-à-dire trois mois avant la date prévue au calendrier. À Foster Creek, la production a augmenté grâce à l'amélioration du rendement des puits et à l'optimisation de l'usine. En 2012, Christina Lake et Foster Creek ont chacune inscrit un record de production journalier en réalisant un plafond de production de 93 936 barils bruts par jour à Christina Lake et de 130 580 barils bruts par jour à Foster Creek. La production à Pelican Lake a progressé de façon continue et, en moyenne, a dépassé de 10 % celle de 2011. L'augmentation enregistrée à Pelican Lake a résulté des puits intercalaires qui ont été mis en production au cours de l'exercice 2012. De plus, en 2011, la production avait été réduite à cause d'une révision prévue des installations et de feux de friches.

Pétrole brut (b/j)	2012 c.		2011	2011 c.	2010
	2012	2011			
Foster Creek	57 833	5 %	54 868	7 %	51 147
Christina Lake	31 903	173 %	11 665	48 %	7 898
	89 736	35 %	66 533	13 %	59 045
Pelican Lake	22 552	10 %	20 424	-11 %	22 966
	112 288	29 %	86 957	6 %	82 011

### 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 le prix de référence du WTI exprimé en équivalent de dollars canadiens. À Christina Lake, les redevances sont établies d'après un calcul du taux mensuel antérieur à la récupération des coûts appliqué aux produits nets du projet, sur lesquels influent les volumes et les prix réalisés. À Foster Creek et à Pelican Lake, les redevances sont établies d'après un calcul du taux annualisé postérieur à la récupération des coûts appliqué au profit net du projet, sur lequel influent les volumes, les prix réalisés et les charges opérationnelles et les dépenses d'investissement autorisées.

Les redevances ont diminué de 67 M\$ en 2012 en raison surtout de l'augmentation des dépenses d'investissement à Pelican Lake et à Foster Creek, ce qui a été compensé en partie par l'essor de la production aux trois biens du secteur Sables bitumineux et par une baisse de 65 M\$ des redevances de 2011 comptabilisée après que l'inclusion des dépenses d'investissement consacrées aux phases d'expansion F, G et H à Foster Creek dans le calcul des redevances exigées pour ce bien a été approuvée. En 2012, les taux de redevance réels se sont établis à 11,8 % pour Foster Creek (16,8 % en 2011), à 6,2 % pour Christina Lake (5,2 % en 2011) et à 5,0 % pour Pelican Lake (11,5 % en 2011).

## 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 422 M\$, soit 34 %, en 2012. La majeure partie de cette hausse, soit 413 M\$, est imputable aux volumes supplémentaires de condensats nécessaires à des fins de fluidification en raison de l'augmentation de la production à Foster Creek et à Christina Lake. Ce facteur a été neutralisé en partie par la baisse des charges de transport par le réseau pipelinier de Trans Mountain aux termes de l'engagement à long terme de la société envers le service garanti, qui a commencé en février 2012.

### Charges opérationnelles

Les charges opérationnelles de 2012 ont été essentiellement sous forme de coûts liés à la main-d'œuvre, aux reconditionnements, aux travaux de réparation et de maintenance, à l'utilisation de produits chimiques ainsi qu'au carburant à Foster Creek et à Christina Lake. Au total, les charges opérationnelles ont augmenté de 139 M\$ au cours de l'exercice 2012 en raison surtout de la hausse des niveaux de dotation en personnel, de la consommation de carburant et de produits chimiques et des coûts de la manutention des fluides et des déchets et du transport par camion en lien avec le démarrage des phases C et D à Christina Lake, qui a eu pour effet d'accroître la capacité de production brute de 80 000 barils par jour. Dans l'ensemble, les charges opérationnelles par baril se sont chiffrées à 13,33 \$ (13,27 \$ en 2011). Les charges opérationnelles par baril à Christina Lake ont diminué de 36 % pour s'établir à 12,95 \$, ce qui est attribuable à l'accroissement de la production. Les charges opérationnelles à Foster Creek ont monté de 0,65 \$ par baril pour s'établir à 11,99 \$ par baril en raison de l'accroissement des coûts liés à la main-d'œuvre et des activités de manutention des déchets, de transport par camion et de reconditionnement. Les charges opérationnelles ont augmenté de 2,22 \$ par baril à Pelican Lake en raison surtout d'autres activités de reconditionnement, des coûts de la main-d'œuvre et de l'accroissement de la consommation de polymères par suite de l'expansion des activités reposant sur l'injection de polymères.

### Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques ont engendré des profits réalisés de 62 M\$ (pertes de 87 M\$ en 2011), ce qui cadre avec le fait qu'au cours de l'exercice 2012, 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 33 Mpi<sup>3</sup> par jour en 2012 (37 Mpi<sup>3</sup> par jour en 2011) par suite des baisses normales de rendement prévues; cette diminution a été en partie compensée par une réduction de l'utilisation de la production de gaz naturel à Foster Creek par suite de problèmes de livraison au premier trimestre de 2012 et de la réduction des volumes au quatrième trimestre justifiée par le recul des prix du gaz naturel.

La production de gaz naturel moindre et la baisse des prix se sont traduites par un fléchissement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, qui se sont chiffrés à 31 M\$ en 2012 (52 M\$ en 2011).

### Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)

	2012	2011	2010
Foster Creek	735	429	277
Christina Lake	579	472	346
	<b>1 314</b>	901	623
Pelican Lake	518	317	104
Narrows Lake	44	19	10
Telephone Lake	138	61	27
Grand Rapids	65	31	59
Autres <sup>1)</sup>	132	86	34
<b>Dépenses d'investissement<sup>2)</sup></b>	<b>2 211</b>	<b>1 415</b>	<b>857</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.

En 2012, les dépenses d'investissement de la société dans le secteur Sables bitumineux ont visé essentiellement la mise en valeur des phases d'expansion de Foster Creek et de Christina Lake, l'agrandissement des installations et les activités de forage intercalaire liées à l'injection de polymères à Pelican Lake, le forage stratigraphique à l'appui de la mise en valeur des projets du secteur Sables bitumineux et le début de notre projet pilote d'évacuation d'eau à Telephone Lake au quatrième trimestre. Par ailleurs, les dépenses d'investissement ont augmenté à Narrows Lake, car la préparation du site a été entamée en vue de la phase A. La construction de l'usine de la phase A devrait débuter au troisième trimestre de 2013.

### Foster Creek

Les dépenses d'investissement à Foster Creek ont été supérieures en 2012 à celles de 2011, du fait surtout des dépenses plus importantes consacrées à l'assemblage des modules et à la construction des installations de la phase F, au fonçage de pieux, à la fabrication de l'acier, à l'assemblage des modules et à l'acquisition du matériel principal de la phase G, et à la conception technique pour la phase H. Les dépenses d'investissement ont visé notamment le forage de 141 puits stratigraphiques bruts en 2012 (118 puits en 2011) et l'accroissement des dépenses liées aux installations principales et aux infrastructures. La production de la phase F, qui devrait débiter au troisième trimestre de 2014, accroîtra de 45 000 barils bruts par jour la capacité de production.

### Christina Lake

À Christina Lake, les dépenses d'investissement ont augmenté en 2012 comparativement à 2011 par suite essentiellement du forage de paires de puits en vue de la DGMV dans le cadre de la mise en service progressive des installations, de la construction des installations de la phase E, de la préparation du site, des travaux techniques et de la fabrication des principales pièces de matériel de la phase F et de la conception technique de la phase G, sans compter les dépenses d'investissement de maintien. Les dépenses d'investissement ont compris en outre le forage de 29 puits stratigraphiques bruts (63 puits bruts en 2011). L'accroissement des dépenses d'investissement a été en partie neutralisé par l'achèvement de la construction des phases C et D aux deuxièmes trimestres de 2011 et de 2012, respectivement.

### Pelican Lake

En ce qui concerne Pelican Lake, les dépenses d'investissement en 2012 visaient essentiellement le forage intercalaire en vue de faire progresser l'injection de polymères, outre l'expansion des installations, la construction de pipelines et les capitaux affectés à la maintenance. Les dépenses consacrées aux installations ont porté surtout sur l'expansion de la capacité de manutention de Pelican Lake grâce à l'ajout et à la modernisation des groupes de traitement du pétrole brut et des pipelines de transport de pétrole sous forme d'émulsion.

### Telephone Lake

À Telephone Lake, les dépenses d'investissement se sont rapportées principalement aux travaux de forage, aux infrastructures, au stockage du carburant et à la construction des installations relatives au projet pilote d'évacuation d'eau qui a été entrepris au quatrième trimestre de 2012.

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

	2012	2011	2010
Foster Creek	28	21	37
Christina Lake	32	19	32
	60	40	69
Pelican Lake	76	31	12
Grand Rapids	1	-	1
Autres	-	3	-
	137	74	82

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 qu'apportera la phase F devant commencer au troisième trimestre de 2014. À la phase G, l'assemblage des modules et la construction des installations progressent également et, à la phase H, l'ingénierie et l'approvisionnement se poursuivent, le fonçage des pieux et l'assemblage des modules devant commencer en 2013. La société prévoit soumettre aux organismes de réglementation, en 2013, une demande d'autorisation visant une nouvelle expansion qui sera nommée « phase J ».

La production de la phase E à Christina Lake devrait commencer au troisième trimestre de 2013, quelques mois avant la date prévue au calendrier. 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 et en sont à l'assemblage des modules, à la construction des installations et à l'approvisionnement pour ce qui est de la phase F, et à l'ingénierie détaillée pour ce qui est de la phase G.

En 2012, Narrows Lake a reçu l'autorisation des organismes de réglementation à l'endroit des phases A, B et C et celle du partenaire en ce qui a trait à la phase A. La préparation du site est 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 production devrait commencer au début de 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 important programme de forage stratigraphique au cours du premier trimestre de 2012. 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.

Le programme de forage stratigraphique de 2012 a fourni la base de l'accroissement de 1,4 milliard de barils des ressources économiques de bitume éventuelles selon la meilleure estimation, car les résultats ont donné lieu au reclassement de ressources prometteuses dans les ressources éventuelles. D'autres renseignements sur les ressources de la société figurent à la rubrique « Réserves et ressources de pétrole et de gaz » du présent rapport de gestion, qui contient entre autres des définitions et des résultats de fin d'exercice.

### **Nombre de puits stratigraphiques bruts forés**

	2012	2011	2010
Foster Creek	141	118	82
Christina Lake	29	63	24
	<b>170</b>	181	106
Pelican Lake	5	57	-
Narrows Lake	42	47	39
Grand Rapids	62	59	71
Telephone Lake	29	40	26
Borealis	59	44	-
Autres	106	52	17
	<b>473</b>	480	259

## **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 avare 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 avare.

Les principaux facteurs qui ont eu une incidence sur le secteur Hydrocarbures classiques en 2012 figurent les suivants :

- l'établissement à 30 357 barils par jour de la production moyenne de pétrole brut et de LGN en Alberta, soit 10 % de plus, principalement grâce au succès des programmes de forage liés au pétrole avare et à la fréquence moins importante qu'en 2011 des problèmes météorologiques et des difficultés d'accès;
- l'achèvement de la construction et la mise en service des batteries tant à Bakken qu'à Lower Shaunavon, y compris toutes les infrastructures destinées à soutenir la production;
- l'atteinte à Bakken et à Lower Shaunavon d'une production moyenne de pétrole brut et de LGN de 6 480 barils par jour, soit une hausse de 79 %, par suite des forages qui se sont poursuivis;
- l'inscription de flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables aux actifs gaziers du secteur Hydrocarbures classiques supérieurs de 439 M\$ aux dépenses d'investissement, soit 30 % de moins qu'en 2011. Compte tenu de la faiblesse des prix, la société a décidé de limiter les dépenses d'investissement consacrées au gaz naturel au cours des dernières années.

## Hydrocarbures classiques – pétrole brut et LGN

### Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2012	2011	2010
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>1 559</b>	1 492	1 229
Déduire : redevances	166	193	153
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>1 393</b>	1 299	1 076
<b>Charges</b>			
Transport et fluidification	126	104	86
Activités opérationnelles	294	244	199
Taxe sur la production et impôts miniers	34	27	28
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(23)	43	5
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>962</b>	881	758
Dépenses d'investissement	805	686	363
<b>Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes</b>	<b>157</b>	195	395

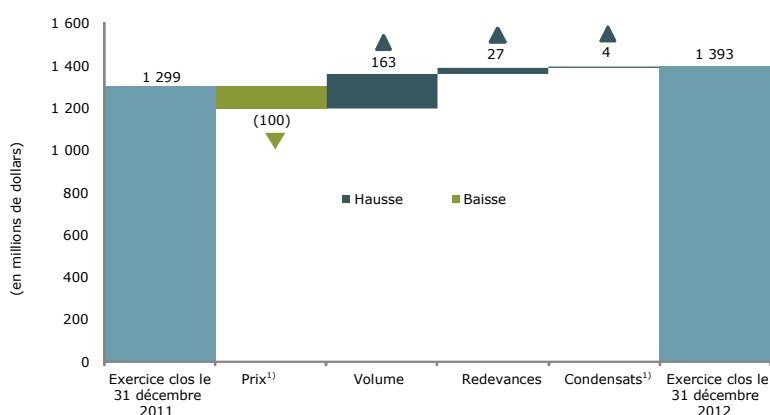
### Produits des activités ordinaires

#### Prix

En 2012, le prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN obtenu par la société a diminué de 6 % pour se chiffrer à 76,25 \$ 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 12 % en 2012 par suite de la réalisation de programmes de forage et de raccordement couronnés de succès. La production en Alberta a augmenté de 10 % pour atteindre le chiffre moyen de 30 357 barils par jour, et celle en Saskatchewan a progressé de 15 % pour atteindre une moyenne de 22 758 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 exclut l'incidence des condensats achetés.

(barils par jour)	2012	2012 c. 2011	2011	2011 c. 2010	2010
<b>Pétrole lourd</b>					
Alberta	16 015	2 %	15 657	-6 %	16 659
<b>Pétrole moyen et léger</b>					
Alberta	13 378	24 %	10 763	-1 %	10 854
Saskatchewan	22 693	15 %	19 761	7 %	18 492
<b>LGN</b>	<b>1 029</b>	<b>-7 %</b>	<b>1 101</b>	<b>-6 %</b>	<b>1 171</b>
	<b>53 115</b>	<b>12 %</b>	<b>47 282</b>	<b>0 %</b>	<b>47 176</b>

#### Redevances

Les redevances ont diminué de 27 M\$, en grande partie 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 de 2012 du secteur Hydrocarbures classiques s'est établi à 11,8 % (14,2 % en 2011) pour le pétrole brut. La plus grande partie de la production de pétrole brut et de LGN 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 22 M\$ en 2012. Le coût global des condensats employés dans le procédé de fluidification ont monté de 4 M\$, car la légère baisse des prix des condensats n'a compensé qu'en partie leur consommation accrue par les installations de pétrole lourd. Les coûts de transport ont quant à eux augmenté de 18 M\$ sous l'effet de la hausse des volumes de production, de l'augmentation des frais de transport par camion imputable aux ventes de produits blancs de Shaunavon avant la construction d'une batterie raccordée au pipeline, 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.

### Charges opérationnelles

Les charges opérationnelles découlent principalement du reconditionnement, de l'électricité, des activités de réparation et de maintenance et de la main-d'œuvre. Elles ont crû de 50 M\$ en 2012, du fait essentiellement des coûts de manutention et de transport par camion des déchets liquides, des nouveaux reconditionnements, des activités de réparation et de maintenance liées aux batteries de puits uniques et de la majoration des coûts de la main-d'œuvre. La situation s'explique par le délaissement stratégique du gaz naturel au profit du pétrole brut, qui a entraîné une augmentation de la production de pétrole lourd.

### Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques de 2012 ont donné lieu à des profits réalisés de 23 M\$ (pertes de 43 M\$ en 2011), 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 relatives au pétrole brut et aux LGN par rapport aux dépenses d'investissement a diminué de 38 M\$ en 2012, car l'accroissement de 81 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles a été plus qu'annulé par l'augmentation de 119 M\$ des dépenses d'investissement consacrées aux forages, aux complétions et aux installations en Alberta et en Saskatchewan.

## Hydrocarbures classiques – gaz naturel

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	2012	2011	2010
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>496</b>	825	1 042
Déduire : redevances	6	12	17
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>490</b>	813	1 025
<b>Charges</b>			
Transport et fluidification	19	34	44
Activités opérationnelles	215	240	231
Taxe à la production et impôts miniers	3	9	6
Profits liés à la gestion des risques	(229)	(195)	(263)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>482</b>	725	1 007
Dépenses d'investissement	43	102	163
<b>Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes</b>	<b>439</b>	623	844



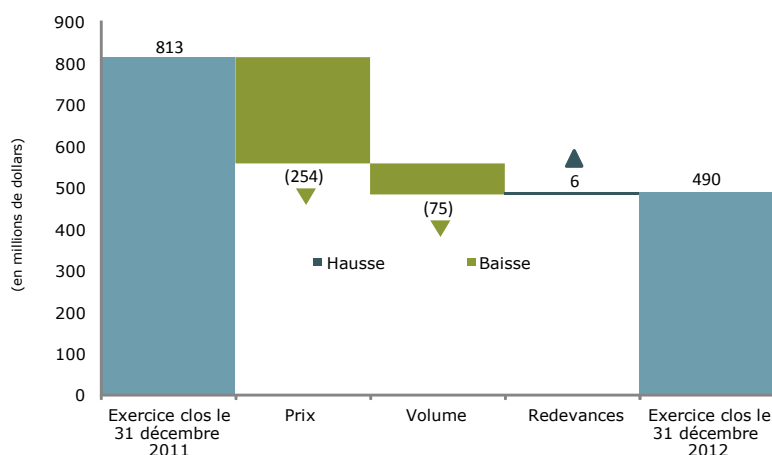
## Produits des activités ordinaires

### Prix

Le prix de vente moyen obtenu par la société pour le gaz naturel a diminué en 2012, se chiffrant à 2,42 \$ le kpi<sup>3</sup> contre 3,65 \$ le kpi<sup>3</sup> en 2011, ce qui cadre avec le recul du prix de référence AECO.

### Production

La production de gaz naturel du secteur Hydrocarbures classiques s'est inclinée de 9 % pour se chiffrer à 561 Mpi<sup>3</sup> par jour, en raison surtout des baisses normales prévues. Le recul de la production s'explique aussi par la sortie d'un bien non essentiel au début du premier trimestre de 2012, ce qui a réduit de 21 Mpi<sup>3</sup> par jour la production. Exclusion faite de la sortie du bien Boyer, la production de gaz naturel de la société aurait été inférieure de 6 % à celle de 2011.



### Redevances

Les redevances ont diminué de 6 M\$ en 2012 du fait de la baisse des volumes et de la contraction des prix. Le taux de redevance moyen pour 2012 s'est chiffré à 1,3 % (1,5 % en 2011). 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 baissé de 15 M\$ de par la diminution des volumes.

#### Charges opérationnelles

Les charges opérationnelles sont constituées surtout des taxes foncières et des coûts de location, des activités de réparation et de maintenance et de la main-d'œuvre. Elles ont décliné de 25 M\$ en 2012. La réduction des activités liées au gaz naturel et la sortie du bien Boyer au début de 2012 se sont traduites par une diminution des coûts de réparation et de maintenance et d'activités de reconditionnement.

#### Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques en 2012 ont donné lieu à des profits réalisés de 229 M\$ (195 M\$ en 2011), ce qui cadre avec le fait que, en 2012, les prix fixés par contrat ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

### 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 184 M\$, principalement en raison du fléchissement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, contrebalancé partiellement par la réduction de 59 M\$ des dépenses d'investissement.

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

(en millions de dollars)

	2012	2011	2010
Pétrole brut et LGN	805	686	363
Gaz naturel	43	102	163
	<b>848</b>	<b>788</b>	<b>526</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 avare en Saskatchewan et 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 ont été réduites par suite de la baisse des prix du gaz.

Les puits de pétrole brut et de LGN 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)	2012	2011	2010
Pétrole brut et LGN	276	325	180
Gaz naturel	-	65	495
Remises en production	977	1 122	1 194
Puits de forage stratigraphique bruts	14	11	9

Après le 31 décembre 2012, la direction a décidé de se défaire de ses biens de Lower Shaunavon et de certains de ses biens de Bakken en Saskatchewan. Le processus de vente publique devrait commencer vers la fin de février 2013. 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 résultats opérationnels de ces biens sont comptabilisés par le secteur Hydrocarbures classiques.

## 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 tout fléchissement des 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.

En 2012, les principaux facteurs visant le secteur Raffinage et commercialisation sont les suivants :

- l'augmentation de la capacité de traitement de brut lourd, qui se situe au total entre 235 000 et 255 000 barils par jour (selon la qualité du brut lourd que la société peut se procurer de manière économique), puisque le projet CORE de la raffinerie de Wood River a fonctionné pendant un exercice complet, ce qui a rehaussé la capacité de la société à intégrer sa production croissante de bitume;
- le traitement par les raffineries de 412 000 barils par jour de pétrole brut, dont 198 000 barils par jour de pétrole brut lourd, pour un volume de produits raffinés de 433 000 barils par jour à la sortie des raffineries;
- la réalisation de solides marges de raffinage grâce à la hausse des marges de craquage et à l'escompte sur les coûts de l'alimentation en pétrole brut.

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

	2012	2011	2010
<b>Capacité liée au pétrole brut (kb/j)</b>	<b>452</b>	452	452
<b>Production de pétrole brut (kb/j)</b>	<b>412</b>	401	386
Pétrole lourd	198	126	104
Pétrole léger ou moyen	214	275	282
<b>Taux d'utilisation du pétrole brut (%)</b>	<b>91</b>	89	86
<b>Produits raffinés (kb/j)</b>	<b>433</b>	419	405
Essence	216	207	204
Distillats	138	132	124
Autres	79	80	77

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

En 2012, l'exploitation des raffineries reflète le démarrage du projet CORE au cours du quatrième trimestre de 2011, qui a fait augmenter le traitement de pétrole brut et la production de produits raffinés. En totalité, les raffineries de la société disposent actuellement d'une capacité de raffinage d'environ 452 000 barils par jour de pétrole brut et de 45 000 barils par jour de LGN, ce qui tient compte de la capacité de raffiner 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.

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 quantité de pétrole lourd traité a ainsi augmenté de 72 000 barils par jour, soit 57 %, en 2012.

La production de produits blancs correspond à la quantité de produits de valeur supérieure à la sortie des raffineries, exprimée en pourcentage du baril de pétrole à l'entrée. Ce taux a augmenté depuis le démarrage du projet CORE, qui a permis d'accroître la capacité de traitement de brut lourd fluidifié. La production totale de produits raffinés a progressé de 3 % par rapport à 2011, les proportions relatives d'essence, de distillats et d'autres produits raffinés étant restées à peu près les mêmes.

## Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2012	2011	2010
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>11 356</b>	10 625	8 228
Produits achetés	9 506	9 149	7 674
<b>Marge brute</b>	<b>1 850</b>	1 476	554
<b>Charges</b>			
Charges opérationnelles	587	481	488
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(4)	14	(10)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>1 267</b>	981	76
Dépenses d'investissement	118	393	656
<b>Excédent (déficit) des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les (par rapport aux) dépenses d'investissement</b>	<b>1 149</b>	588	(580)

### Marge brute

La marge brute du secteur Raffinage et commercialisation a crû de 374 M\$ en 2012, en raison surtout de l'amélioration du débit de produits raffinés découlant de la hausse de la production de produits blancs à Wood River, du relèvement des prix des produits raffinés et de la baisse des coûts de la charge d'alimentation découlant du traitement de plus de pétrole lourd escompté du fait de l'exploitation pendant un exercice complet du projet CORE depuis son achèvement.

### 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 de 2012 ont augmenté de 106 M\$ en raison de l'accroissement des coûts de la main-d'œuvre et de ceux de maintenance, ce qui reflète un taux d'utilisation accru, ainsi que des coûts liés aux travaux de révision menés aux deux raffineries au cours du quatrième trimestre. Bien que la raffinerie de Wood River fasse davantage appel aux services publics depuis le démarrage du projet CORE, le coût de ces services a baissé dans les deux raffineries, car les prix de l'électricité et du gaz de combustion ont grandement diminué.

### Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation ont crû de 286 M\$ pour s'établir à 1 267 M\$ en 2012 grâce à l'amélioration du débit des raffineries, à la baisse des coûts de la charge d'alimentation et à l'élargissement des marges de craquage; ces facteurs ont été en partie annulés par la hausse des charges opérationnelles découlant des travaux de révision prévus au calendrier.

## Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)

	2012	2011	2010
Raffinerie de Wood River	54	346	568
Raffinerie de Borger	64	45	87
Commercialisation	-	2	1
	<b>118</b>	393	656

Les dépenses d'investissement du secteur Raffinage et commercialisation ont grandement fléchi en raison de l'achèvement du projet CORE au quatrième trimestre de 2011. Les dépenses d'investissement engagées en 2012 ont porté surtout sur la maintenance et sur des projets visant à rehausser la fiabilité des raffineries. Des crédits d'impôt de l'État de l'Illinois de 14 M\$ associés à des dépenses d'investissement engagées à la raffinerie de Wood River au cours de périodes antérieures ont 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 profits latents liés à la gestion des risques se sont chiffrés à 57 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 (180 M\$ en 2011). 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)	2012	2011	2010
Frais généraux et frais d'administration	352	295	246
Charges financières	455	447	498
Produits d'intérêts	(109)	(124)	(144)
(Profit) perte de change, montant net	(20)	26	(51)
(Profits) pertes à la sortie d'actifs	-	(107)	(116)
Autre (produit) perte, montant net	(5)	4	(13)
	<b>673</b>	<b>541</b>	<b>420</b>

### Charges

#### Frais généraux et frais d'administration

En 2012, les frais généraux et frais d'administration ont augmenté de 57 M\$. L'augmentation s'explique par la nécessité d'embaucher de nouveaux employés aux postes créés par suite de la croissance de la société, ce qui a entraîné un accroissement des coûts de la dotation en personnel et du soutien administratif lié notamment à la formation et au perfectionnement, aux technologies de l'information et aux locaux à 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. En 2012, les charges financières ont été supérieures de 8 M\$ à celles de 2011 à cause de l'émission des billets non garantis de premier rang de 1,25 G\$ US 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 % pour 2012 (5,5 % en 2011).

#### 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 pour 2012 ont reculé de 15 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

En 2012, la société a comptabilisé des profits de change nets de 20 M\$ (pertes de 26 M\$ en 2011), dont des profits latents de 70 M\$ (profits latents de 42 M\$ en 2011) et des pertes réalisées de 50 M\$ (pertes réalisées de 68 M\$ en 2011). La majorité des profits latents a trait à la conversion de la dette libellée en dollars américains et s'explique par le raffermissement du dollar canadien au 31 décembre 2012.

### Amortissement et épuisement

(en millions de dollars)	2012	2011	2010
Sables bitumineux	482	347	375
Hydrocarbures classiques	905	778	799
Raffinage et commercialisation	146	130	96
Activités non sectorielles et éliminations	52	40	32
	<b>1 585</b>	<b>1 295</b>	<b>1 302</b>

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Sables bitumineux en 2012 a monté de 135 M\$ à cause de la hausse des volumes de vente à Foster Creek, à Christina Lake et à Pelican Lake et de l'accroissement du taux d'amortissement et d'épuisement 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 127 M\$ en 2012 à cause de l'accroissement des volumes de vente de pétrole brut et de la hausse du taux d'amortissement et d'épuisement découlant de l'augmentation des coûts de mise en valeur futurs associés aux réserves prouvées totales, facteurs atténués par la réduction des volumes de vente de gaz naturel.

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Raffinage et commercialisation a crû de 16 M\$ en 2012, car les dépenses d'investissement du projet CORE sont désormais amortissables.

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, le mobilier de bureau et les améliorations locatives.

### Coûts de prospection

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

En 2012, la société a jugé que le bien Roncott, petite superficie faisant l'objet de travaux de prospection et intégré au secteur Hydrocarbures classiques, ne satisfaisait pas aux exigences de faisabilité technique et de viabilité commerciale. Des coûts de prospection et d'évaluation déjà incorporés de 68 M\$ et se rapportant essentiellement à ce bien ont donc été comptabilisés en tant que coûts de prospection.

### Perte de valeur du goodwill

Aux fins du test de dépréciation, le goodwill, qui provient de l'acquisition d'actifs de prospection et de production, est attribué à l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il se rapporte. Au 31 décembre 2012, Cenovus a déterminé que la valeur comptable de l'unité génératrice de trésorerie de Suffield, y compris le goodwill, était supérieure à sa juste valeur diminuée des coûts de la vente, et une perte de valeur de 393 M\$ a été comptabilisée. Le montant intégral de la dépréciation a été attribué au goodwill. Ce goodwill a été constaté en 2002 lors de la constitution de la société remplacée. La perte de valeur découle principalement du fléchissement des prix du gaz naturel et du pétrole brut et de la hausse des charges opérationnelles. En outre, la société a consenti des dépenses d'investissement minimales au gaz naturel, de sorte que la production a surpassé le remplacement des réserves dans cette zone. La diminution des flux de trésorerie futurs et la réduction des volumes ont fait en sorte que la valeur comptable du goodwill, qui n'est pas assujetti à l'amortissement et à l'épuisement, a surpassé sa juste valeur.

### Charge d'impôt sur le résultat

(en millions de dollars)

	2012	2011	2010
Charge d'impôt exigible			
Canada	188	150	82
États-Unis	121	4	-
Total de la charge d'impôt exigible	309	154	82
Charge d'impôt différé	474	575	141
	783	729	223

En 2012, la charge d'impôt exigible a été plus élevée à cause de l'accroissement des flux de trésorerie tirés des activités en amont, qui sont imposés aux taux en vigueur au Canada, de même que de l'augmentation de l'impôt américain sur le résultat relatif aux raffineries et d'une retenue d'impôt de 68 M\$ sur le versement d'un dividende aux États-Unis. La société n'a pas comptabilisé de bénéfice imposable au niveau fédéral aux États-Unis, car elle disposait de déductions suffisantes en 2012. La charge d'impôt exigible aux États-Unis est beaucoup plus élevée qu'en 2011 à cause de l'impôt sur le résultat au niveau des États, car certaines déductions de pertes relatives à l'impôt des États sont reportées à des exercices futurs. La diminution de la charge d'impôt différé est attribuable à la baisse des profits latents liés à la gestion des risques et au renversement de certaines différences temporaires imposables, facteurs en partie annulés par une augmentation du bénéfice tiré des raffineries.

Le tableau suivant présente le rapprochement de l'impôt sur le résultat calculé au taux prévu par la loi au Canada et de l'impôt sur le résultat comptabilisé :

(en millions de dollars, sauf pour les pourcentages)	2012	2011	2010
<b>Résultat avant impôt sur le résultat</b>	<b>1 776</b>	2 207	1 304
<b>Taux prévu par la loi au Canada</b>	<b>25,2 %</b>	26,7 %	28,2 %
<b>Impôt sur le résultat attendu</b>	<b>448</b>	589	368
Incidence des éléments suivants sur l'impôt :			
Écarts avec les taux réglementaires à l'étranger	146	82	(22)
Rémunération à base d'actions non déductible	10	18	34
Financement multijuridictions	(27)	(50)	(93)
Profit (perte) de change exclu du résultat net	14	(9)	28
Gains en capital non imposables	(7)	(8)	(13)
Comptabilisation de pertes en capital	(22)	26	(107)
Ajustements découlant de déclarations antérieures	33	31	26
Retenue d'impôt sur les dividendes étrangers	68	-	-
Perte de valeur du goodwill	99	-	-
Autres	21	50	2
<b>Total</b>	<b>783</b>	729	223
<b>Taux d'imposition effectif</b>	<b>44,1 %</b>	33,0 %	17,1 %

Le taux prévu par la loi au Canada a baissé pour s'établir à 25,2 % en raison de la législation fiscale promulguée en 2007. Quant au taux prévu par la loi aux États-Unis, il a augmenté et s'est fixé à 38,5 % par suite de l'affectation d'un bénéfice imposable à certains États des États-Unis.

La hausse du taux d'imposition effectif en 2012 s'explique par la variation importante de la tranche du résultat imposable aux États-Unis, où le taux d'imposition est plus élevé, par rapport à la tranche imposable au Canada, outre la perte de valeur du goodwill, la retenue d'impôt aux États-Unis sur le versement d'un dividende en 2012 et la baisse favorable des avantages tirés du financement multijuridictions.

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

Les éléments composant les écarts permanents comprennent :

- la retenue d'impôt sur les dividendes étrangers;
- la perte de valeur du goodwill;
- la portion non imposable des profits et des pertes en capital au Canada;
- les conditions de financement multijuridictions;
- la rémunération à base d'actions non déductible;
- la constatation de pertes en capital nettes;
- les profits de change imposables exclus du résultat net.

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. Le taux d'imposition effectif de 2012 est supérieur à celui de 2011 à cause d'une modification de la pondération relative des activités menées aux États-Unis et au Canada.

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.

## RÉSULTATS TRIMESTRIELS

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	T4 2012	T3 2012	T2 2012	T1 2012	T4 2011	T3 2011	T2 2011	T1 2011	T4 2010
<b>Volumes de production</b>									
Pétrole brut et LGN (b/j)	177 646	171 350	155 566	156 850	144 273	133 496	121 762	137 355	129 593
Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)	566	577	596	636	660	656	654	652	688
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>3 724</b>	<b>4 340</b>	<b>4 214</b>	<b>4 564</b>	<b>4 329</b>	<b>3 858</b>	<b>4 009</b>	<b>3 500</b>	<b>3 363</b>
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles<sup>1)</sup></b>	<b>963</b>	<b>1 310</b>	<b>1 078</b>	<b>1 085</b>	<b>1 019</b>	<b>945</b>	<b>1 064</b>	<b>834</b>	<b>815</b>
<b>Flux de trésorerie<sup>1)</sup></b>	<b>697</b>	<b>1 117</b>	<b>925</b>	<b>904</b>	<b>851</b>	<b>793</b>	<b>939</b>	<b>693</b>	<b>645</b>
dilués par action	0,92	1,47	1,22	1,19	1,12	1,05	1,24	0,91	0,85
<b>Résultat opérationnel<sup>1)</sup></b>	<b>(189)</b>	<b>432</b>	<b>283</b>	<b>340</b>	<b>332</b>	<b>303</b>	<b>395</b>	<b>209</b>	<b>147</b>
dilué par action	(0,25)	0,57	0,37	0,45	0,44	0,40	0,52	0,28	0,19
<b>Résultat net</b>	<b>(118)</b>	<b>289</b>	<b>396</b>	<b>426</b>	<b>266</b>	<b>510</b>	<b>655</b>	<b>47</b>	<b>78</b>
de base par action	(0,16)	0,38	0,52	0,56	0,35	0,68	0,87	0,06	0,10
dilué par action	(0,16)	0,38	0,52	0,56	0,35	0,67	0,86	0,06	0,10
<b>Dépenses d'investissement<sup>2)</sup></b>	<b>978</b>	<b>830</b>	<b>660</b>	<b>900</b>	<b>903</b>	<b>631</b>	<b>476</b>	<b>713</b>	<b>701</b>
<b>Dividendes en numéraires</b>	<b>167</b>	<b>166</b>	<b>166</b>	<b>166</b>	<b>151</b>	<b>150</b>	<b>151</b>	<b>151</b>	<b>151</b>
par action	0,22	0,22	0,22	0,22	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20

1) Mesures hors PCGR définies à la section « Résultats financiers » du présent rapport de gestion.

2) Tient compte des charges relatives aux immobilisations corporelles et aux actifs de prospection et d'évaluation.

### Résultat opérationnel du quatrième trimestre de 2012

Au quatrième trimestre, les résultats financiers ont subi l'incidence défavorable du fléchissement des prix du pétrole brut et du gaz naturel, une baisse prononcée des prix de référence du brut ayant été enregistrée en décembre. L'écart moyen entre le WTI et le WCS en décembre s'est chiffré à 30,37 \$ US par baril, comparativement à 11,72 \$ US par baril à la période correspondante du dernier exercice. Le quatrième trimestre a également subi l'incidence d'une perte de valeur de 393 M\$ du goodwill qui découle essentiellement du recul des prix futurs pour le gaz naturel et le pétrole brut et de l'accroissement des charges opérationnelles au bien de Suffield, dans le secteur des Hydrocarbures classiques. En outre, la baisse du taux d'utilisation des raffineries par suite des activités de révision prévues au calendrier a nuí aux résultats financiers.

La diminution des prix réalisés a été en partie neutralisée par l'augmentation de 23 % de la production de pétrole brut et de LGN, la hausse la plus remarquable ayant été observée à Christina Lake en raison du fonctionnement à plein régime de la phase C à compter du deuxième trimestre de 2012 et du démarrage de la production de la phase D au troisième trimestre de 2012. En 2012, la société a inscrit un nouveau record journalier en réalisant un plafond de production de 93 936 barils bruts à Christina Lake. À Narrows Lake, Cenovus a obtenu l'approbation définitive de son partenaire à l'égard de la première phase.

Au quatrième trimestre de 2012, la production de gaz naturel s'est chiffrée à 566 Mpi<sup>3</sup>/j, soit un recul de 14 % par rapport à 2011, en raison surtout des baisses prévues de production attribuables aux dépenses d'investissement restreintes.

### Résultats financiers du quatrième trimestre de 2012

#### Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont diminué de 56 M\$ au quatrième trimestre de 2012 par rapport au trimestre correspondant de 2011, essentiellement du fait des éléments suivants :

- la régression de 116 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation attribuable à la diminution du taux d'utilisation des raffineries au cours des révisions prévues et aux charges opérationnelles plus élevées découlant de ces activités;
- la contraction de 25 % du prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN, qui s'est établi à 60,13 \$ le baril, à cause principalement de l'élargissement des écarts par rapport au prix de référence.

Ces éléments ont été en partie neutralisés par les facteurs suivants :

- la hausse de 31 % des volumes de vente de pétrole brut et de LGN découlant principalement d'une augmentation des volumes de production à Christina Lake;
- les profits liés à la gestion des risques de 102 M\$ avant impôt, compte non tenu du secteur Raffinage et commercialisation, comparativement à des profits de 29 M\$ en 2011;
- la diminution de 48 % des redevances sur le pétrole brut et les LGN, essentiellement du fait des dépenses d'investissement accrues.

### **Flux de trésorerie**

Au quatrième trimestre de 2012, si les flux de trésorerie ont diminué de 154 M\$, c'est principalement en raison des diminutions des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles mentionnées ci-dessus, de même que du facteur suivant :

- une hausse de 74 M\$ de la charge d'impôt exigible, exclusion faite de l'impôt sur les sorties d'actifs, comptabilisée au quatrième trimestre de 2012 à cause surtout de la retenue d'impôt sur le dividende versé aux États-Unis.

### **Résultat opérationnel**

Le résultat opérationnel de la société a diminué de 521 M\$ au quatrième trimestre de 2012, ce qui s'explique principalement par les facteurs suivants :

- la perte de valeur de 393 M\$ du goodwill comptabilisée par le secteur Hydrocarbures classiques, qui découle essentiellement du fléchissement des prix futurs du gaz naturel et du pétrole brut et de la hausse des charges opérationnelles. En outre, la société a consacré au gaz naturel un montant minime de dépenses d'investissement, de sorte que la production a dépassé le remplacement des réserves dans la zone touchée. La diminution des flux de trésorerie futurs et la réduction des volumes ont fait en sorte que la valeur comptable du goodwill, a dépassé sa juste valeur;
- la baisse des flux de trésorerie mentionnée ci-dessus;
- l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement faisant suite à l'accroissement de la production et à la hausse des taux d'amortissement et d'épuisement.

Ces facteurs ont été compensés par l'élément suivant :

- la diminution de 20 M\$ de l'impôt différé, exclusion faite de l'impôt différé sur les gains et pertes latents liés à la gestion des risques, les composantes non opérationnelles du change et les sorties d'actifs.

### **Résultat net**

Au quatrième trimestre de 2012, le résultat net de Cenovus a diminué de 384 M\$. La diminution du résultat net est imputable aux mêmes facteurs, mentionnés plus haut, qui expliquent la contraction du résultat opérationnel, ainsi qu'aux éléments suivants :

- l'absence de toute sortie d'actifs en 2012, comparativement à la sortie d'un actif non essentiel au trimestre correspondant de 2011, qui s'était soldée par un gain de 89 M\$ après impôts;
- la comptabilisation de pertes de change latentes en 2012 alors qu'en 2011, le change avait entraîné des gains.

Ces facteurs ont été compensés par l'élément suivant :

- des gains latents liés à la gestion des risques de 87 M\$, après impôt, contre des pertes de 180 M\$ au quatrième trimestre de 2011.

### **Dépenses d'investissement**

Les dépenses d'investissement du quatrième trimestre de 2012 se sont chiffrées à 978 M\$, soit 75 M\$ de plus qu'au trimestre correspondant de 2011. Les dépenses du quatrième trimestre ont été consacrées à la construction de trois phases à Foster Creek, de deux phases à Christina Lake et aux programmes de forage et de complétions des diverses zones.

## **RÉSERVES ET RESSOURCES DE PÉTROLE ET DE GAZ**

---

En tant qu'émetteur canadien, Cenovus est assujettie aux obligations de communication de l'information édictées par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières, notamment la présentation des réserves conformément au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement 51-101 »).

Les réserves de Cenovus se trouvent principalement au Canada, en Alberta et en Saskatchewan. Cenovus a retenu les services de deux évaluateurs de réserves qualifiés indépendants (« ERQI »), soit McDaniel & Associates Consultants Ltd. (« McDaniel ») et GLJ Petroleum Consultants Ltd. (« GLJ »), pour qu'ils évaluent la totalité de ses réserves de bitume, de pétrole lourd, de pétrole léger et moyen, de LGN, de gaz naturel et de méthane de houille et préparent des rapports sur celles-ci. McDaniel a également évalué la totalité des ressources éventuelles et prometteuses de bitume.

Le comité des réserves du conseil, composé d'administrateurs indépendants, passe en revue chaque année les compétences et la nomination des ERQI, les procédures suivies pour fournir l'information relative aux activités liées au pétrole brut et au gaz naturel et les procédures suivies pour fournir l'information aux ERQI. Le comité des réserves rencontre à huis clos la direction puis chaque ERQI afin de déterminer si des restrictions entravent la capacité de l'ERQI de délivrer un rapport sans réserve à l'égard des données relatives aux réserves, d'examiner les données relatives aux réserves et le rapport connexe de l'ERQI et de recommander au conseil d'approuver la communication de l'information sur les réserves et les ressources.



Les faits saillants de 2012 sont notamment les suivants :

- en ce qui concerne le bitume, les réserves prouvées ont augmenté d'environ 18 % et les réserves prouvées et probables ont crû d'approximativement 23 %;
  - l'autorisation des organismes de réglementation concernant les phases A, B et C et l'approbation définitive du partenaire concernant la phase A du projet Narrows Lake ont accru les réserves prouvées de 222 millions de barils et les réserves prouvées et probables, de 359 millions de barils, grâce au reclassement d'une partie des réserves éventuelles dans les réserves prouvées;
  - à Christina Lake, 41 millions de barils ont été ajoutés aux réserves prouvées alors que les réserves prouvées et probables ont augmenté de 42 millions de barils; ces augmentations à Christina Lake sont attribuables à l'accroissement de la densité des puits dans la plus grande partie de la zone du projet et à l'amélioration du rapport vapeur/pétrole;
  - à Foster Creek, 32 millions de barils ont été ajoutés aux réserves prouvées alors que les réserves prouvées et probables ont augmenté de 80 millions de barils; ces augmentations à Foster Creek proviennent du relèvement de la récupération grâce à l'amélioration du rapport vapeur/pétrole et au drainage plus efficace du bitume dans la chambre à vapeur;
- en ce qui concerne le pétrole lourd, les réserves prouvées ont crû d'environ 5 % et les réserves prouvées et probables ont augmenté d'environ 2 %; ces augmentations sont le fait de l'expansion des zones d'injection de polymères et de la bonne performance de ces zones d'injection à Pelican Lake;
- en ce qui concerne le brut léger et moyen et les LGN, les réserves prouvées sont restées les mêmes, tandis que les réserves prouvées et probables ont crû de 3 % environ, en raison de l'expansion des zones d'injection d'eau et de dioxyde de carbone à Weyburn;
- en ce qui a trait au gaz naturel, les réserves prouvées ont fléchi d'environ 21 % alors que les réserves prouvées et probables ont reculé d'approximativement 19 %, car la réduction des extensions et révisions techniques découlant de la baisse des dépenses d'investissement n'a pas suffi à contrebalancer la production et les sorties. En outre, la diminution des réserves tient compte de la perte de 58 Gpi<sup>3</sup> de réserves de gaz dont la production a été rendue non économique par suite de l'affaissement des prix projetés pour le gaz;
- les ressources éventuelles économiques de bitume selon la meilleure estimation ont augmenté de 1,4 milliard de barils, soit environ 17 %. Cette augmentation est le fait de la conversion fructueuse de ressources prometteuses en ressources éventuelles dans la foulée de l'important programme de forage stratigraphique, de la confirmation de la faisabilité de l'application du procédé DGMV à la formation Wabiskaw qui jouxte Foster Creek et de la comptabilisation de ressources éventuelles recelées par le terrain acquis à proximité de Telephone Lake;
- les ressources éventuelles de bitume selon la meilleure estimation ont fléchi de 1,5 milliard de barils, soit environ 15 %, en raison du reclassement de ressources prometteuses en ressources éventuelles à la suite du programme de forage stratigraphique et de la stérilisation de certains terrains faisant suite au projet appelé Lower Athabasca Regional Plan (« LARP »).

Les données relatives aux réserves et ressources présentées ci-dessous en date du 31 décembre 2012 se fondent sur les prix et coûts prévisionnels établis par McDaniel au 1<sup>er</sup> janvier 2013, et l'information comparative au 31 décembre 2011 se fonde sur les prix et coûts prévisionnels établis par McDaniel au 1<sup>er</sup> janvier 2012. Cenovus détient des droits sur d'importants biens en fief simple dont la production pour son compte est assurée par des tiers louant les terrains visés. Les volumes avant redevances présentés ci-après ne tiennent pas compte des réserves liées à cette production.

### Réserves aux 31 décembre

	Bitume (Mb)		Pétrole lourd (Mb)		Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)		Gaz naturel et méthane de houille (Gpi <sup>3</sup> )	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
<b>Avant redevances</b>								
Prouvées	1 717	1 455	184	175	115	115	955	1 203
Probables	676	490	105	109	56	51	338	391
<b>Prouvées et probables</b>	<b>2 393</b>	<b>1 945</b>	<b>289</b>	<b>284</b>	<b>171</b>	<b>166</b>	<b>1 293</b>	<b>1 594</b>

## Rapprochement des réserves prouvées

	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi <sup>3</sup> )
<b>Avant redevances</b>				
31 décembre 2011	1 455	175	115	1 203
Extensions et amélioration du taux de récupération	265	17	13	29
Découvertes	-	-	-	-
Révisions techniques	30	6	(2)	51
Facteurs économiques	-	-	-	(58)
Acquisitions	-	-	1	1
Cessions	-	-	-	(59)
Production	(33)	(14)	(12)	(212)
<b>31 décembre 2012</b>	<b>1 717</b>	<b>184</b>	<b>115</b>	<b>955</b>
Variation en glissement annuel	262	9	-	(248)
	18 %	5 %	0 %	(21)%

## Rapprochement des réserves probables

	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi <sup>3</sup> )
<b>Avant redevances</b>				
31 décembre 2011	490	109	51	391
Extensions et amélioration du taux de récupération	140	11	5	8
Découvertes	-	-	-	-
Révisions techniques	46	(15)	-	(30)
Facteurs économiques	-	-	-	(4)
Acquisitions	-	-	-	-
Cessions	-	-	-	(27)
Production	-	-	-	-
<b>31 décembre 2012</b>	<b>676</b>	<b>105</b>	<b>56</b>	<b>338</b>
Variation en glissement annuel	186	(4)	5	(53)
	38 %	(4)%	10 %	(14)%

## Ressources éventuelles économiques et ressources prometteuses aux 31 décembre

(en milliard de barils, avant redevances)	Bitume	
	2012	2011
<b>Ressources éventuelles économiques<sup>1)</sup></b>		
Estimation basse	7,1	6,0
Meilleure estimation	9,6	8,2
Estimation haute	12,8	10,8
<b>Ressources prometteuses<sup>1), 2)</sup></b>		
Estimation basse	5,0	5,7
Meilleure estimation	8,5	10,0
Estimation haute	14,8	17,9

1) Les expressions « ressources éventuelles », « ressources éventuelles économiques », « estimation basse », « meilleure estimation » et « estimation haute » sont définies à la sous-rubrique « Information sur le pétrole et le gaz » à la rubrique « Mise en garde » du présent rapport de gestion. Rien ne garantit la viabilité commerciale de l'exploitation d'une partie ou de la totalité des ressources éventuelles.

2) Rien ne garantit la découverte d'une partie ou de la totalité des ressources prometteuses. En cas de découverte, rien ne garantit la viabilité commerciale de l'exploitation d'une partie ou de la totalité des ressources. La viabilité économique des ressources prometteuses n'est pas évaluée.

Les ressources éventuelles et prometteuses sont estimées à l'aide de calculs volumétriques des quantités en place et du rendement des réservoirs analogues. Les projets existants et productifs employant la technique DGMV dans les formations McMurray-Wabiskaw sont utilisés à titre d'analogues sur le plan du rendement à l'égard de Foster Creek et de Christina Lake. D'autres analogues issus de la même région sont employés pour l'estimation des ressources éventuelles et prometteuses dans la formation crétacée Grand Rapids du bien Grand Rapids dans la région de Pelican Lake, dans la formation McMurray du bien Telephone Lake dans la région de Borealis et dans la formation Clearwater de la région de Foster Creek.

Pour reclasser des ressources éventuelles en réserves, il existe trois catégories d'éventualités qui doivent être résolues : économiques, techniques et non techniques. Selon le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*, les éventualités non techniques sont de nature juridique, environnementale, politique et réglementaire; il peut

également s'agir de l'absence de marché. Les éventualités techniques se rapportent aux infrastructures accessibles et au caractère justifiable des projets. Les éventualités qui s'appliquent actuellement aux ressources éventuelles de Cenovus ne sont pas de nature économique. Les ressources éventuelles de bitume sont situées dans quatre grandes régions : Foster Creek, Christina Lake, Borealis et la grande région de Pelican.

À Foster Creek et à Christina Lake, les ressources éventuelles économiques de Cenovus sont situées à l'extérieur des zones de projets de mise en valeur actuellement autorisés. Les autorités de réglementation doivent approuver l'expansion de la zone de projets de mise en valeur pour permettre le reclassement de ces ressources éventuelles économiques en réserves. La fréquence à laquelle la société dépose des demandes d'expansion de zone de mise en valeur est tributaire de la cadence du forage de développement, dans le cadre d'un plan de mise en valeur ordonné qui maximise l'utilisation des installations de génération de vapeur et qui, en définitive, optimise la production, l'affectation des capitaux et la valeur.

En ce qui concerne la région de Borealis, Cenovus a déposé une demande de projet de mise en valeur pour le bien Telephone Lake qui, si elle est approuvée, permettra le reclassement en réserves de certaines ressources éventuelles économiques de la zone. Dans le cas d'autres zones de la région de Borealis, des résultats supplémentaires issus du forage de délimitation et de la prospection sismique sont nécessaires avant le dépôt des demandes réglementaires visant des projets de mise en valeur. À cette fin, le forage stratigraphique et la prospection sismique se poursuivent dans ces zones. À l'heure actuelle, la suffisance de la capacité de transport par pipelines est également considérée comme une éventualité.

Dans la grande région de Pelican, Cenovus a déposé une demande au quatrième trimestre de 2011 pour qu'un projet de mise en valeur soit approuvé au bien Grand Rapids. Si toutes les exigences réglementaires sont satisfaites, la société s'attend à recevoir l'autorisation en 2013. Des travaux liés au projet pilote ont été entrepris afin d'évaluer les meilleures stratégies de mise en valeur.

Cenovus veille au reclassement systématique de ces ressources prometteuses de bitume, afin qu'elles passent au stade de ressources éventuelles, puis de réserves, avant d'être finalement mises en production. Ainsi, l'approbation du projet Narrows Lake a donné lieu au reclassement de certaines ressources éventuelles en réserves prouvées et probables. De la même façon, le programme de forage stratigraphique dans la région de Borealis a permis de reclasser certaines ressources prometteuses en ressources éventuelles. La réduction globale des ressources prometteuses est le résultat anticipé de tout programme de forage stratigraphique fructueux en vue de reclasser les ressources non découvertes en ressources découvertes.

L'analyse des données de base relatives aux segments du réservoir traités à la vapeur a permis de constater que l'efficacité du processus DGMV pour l'extraction du bitume du réservoir est supérieure aux prévisions. La société entend continuer à améliorer le taux de récupération global à l'égard de ses actifs de bitume à mesure que s'affine la technologie connexe.

D'autres informations sur les prix, ainsi que les réserves et d'autres données sur le pétrole et le gaz, notamment les risques et incertitudes significatifs liés aux estimations des réserves et des ressources, sont présentées dans la notice annuelle de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2012.

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)

	2012	2011	2010
<b>Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :</b>			
Activités opérationnelles	3 420	3 273	2 591
Activités d'investissement	(3 336)	(2 530)	(1 793)
<b>Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement</b>	<b>84</b>	<b>743</b>	<b>798</b>
Activités de financement	592	(558)	(631)
Profits (pertes) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	(11)	10	(22)
<b>Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>665</b>	<b>195</b>	<b>145</b>

### Activités opérationnelles

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont progressé de 147 M\$ en 2012, essentiellement par suite de la hausse de 367 M\$ des flux de trésorerie, en partie contrebalancée par la variation nette du fonds de roulement hors 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 des autres actifs et passifs.

Compte non tenu des actifs et des passifs liés à la gestion des risques et des actifs et des passifs détenus en vue de la vente, le fonds de roulement de Cenovus s'élevait à 1 043 M\$ au 31 décembre 2012, contre 283 M\$ au 31 décembre 2011. La société s'attend à continuer de respecter ses obligations de paiement à mesure qu'elles deviennent exigibles.

### Activités d'investissement

En 2012, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 806 M\$ en regard de 2011. L'augmentation est essentiellement attribuable à l'accroissement de 3,4 G\$ des dépenses d'investissement en 2012. Les dépenses d'investissement sont analysées plus avant à la sous-rubrique « Dépenses d'investissement, montant net » de la rubrique « Résultats financiers » et aux diverses sous-rubriques concernant les dépenses d'investissement de la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

### Activités de financement

L'approche rigoureuse que suit la société aux fins de la prise de décisions concernant ses dépenses d'investissement se traduit par l'établissement de priorités concernant les flux de trésorerie, lesquels sont affectés tout d'abord aux dépenses d'investissement qu'elle s'est engagée à effectuer, puis au versement d'un dividende intéressant et enfin, au capital-développement. En 2012, la société a versé un dividende de 0,88 \$ par action (0,80 \$ en 2011). Le total des dividendes versés en 2012 s'est chiffré à 665 M\$ (603 M\$ en 2011). La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont augmenté de 1,15 G\$ en 2012 par suite de l'émission de 1,25 G\$ US de billets non garantis de premier rang le 17 août 2012, ce qui a été contrebalancé par l'accroissement des dividendes versés et par le remboursement d'emprunts à court terme au cours de l'exercice.

La dette à long terme de la société se situait à 4 679 M\$ au 31 décembre 2012. Aucun remboursement en capital n'est exigible avant septembre 2014 (800 M\$ US). La trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisaient 1 160 M\$ au 31 décembre 2012. La dette à long terme ainsi que la trésorerie et les équivalents de trésorerie se sont accrus par suite de l'émission de billets non garantis de premier rang en 2012.

### Billets non garantis de premier rang aux États-Unis

Le 17 août 2012, Cenovus, en vertu de son prospectus préalable de base aux États-Unis, a mené à terme un appel public à l'épargne aux États-Unis visant des billets non garantis de premier rang d'un montant en capital totalisant 1,25 G\$ US. Elle a émis pour 500 M\$ US de billets non garantis de premier rang portant intérêt au taux de 3,00 % et échéant le 15 août 2022 (10 ans) et pour 750 M\$ US de billets non garantis de premier rang portant intérêt au taux de 4,45 % et échéant le 15 septembre 2042 (30 ans). Le produit net de cette émission sera affecté aux besoins généraux de la société, dont le remboursement de la dette sous forme de papier commercial.

### Sources de liquidités disponibles

(en millions de dollars)

	Montant	Échéance
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 160	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.

Au 31 décembre 2012, Cenovus respectait toutes les conditions de ses conventions d'emprunt.

### Facilité de crédit engagée

En septembre 2012, la société a renégocié les modalités de sa facilité de crédit engagée de 3,0 G\$, reportant son échéance au 30 novembre 2016 et réduisant à la fois les commissions d'attente exigées pour son maintien et le coût des emprunts à venir. La société a également un programme de papier commercial qui, conjointement avec la facilité de crédit engagée, sert à gérer ses besoins de liquidités à court terme. La société réserve une tranche de la facilité de crédit engagée aux fins du papier commercial en cours. Au 31 décembre 2012, aucun montant n'avait été prélevé de la facilité de crédit engagée, et l'encours du papier commercial était de néant.

### Prospectus préalable de base au Canada

Le 24 mai 2012, Cenovus a déposé un prospectus préalable de base au Canada portant sur des billets à moyen terme non garantis totalisant 1,5 G\$. Le prospectus préalable de base au Canada permet l'émission périodique de billets à moyen terme libellés en dollars canadiens ou en devises par le biais d'un ou de plusieurs appels publics à l'épargne, la disponibilité étant assujettie aux conditions du marché. Les modalités des billets, y compris, sans toutefois s'y limiter, le capital, les intérêts à taux fixe ou variable et les dates d'échéance, seront établies à la date d'émission. Au 31 décembre 2012, aucun billet à moyen terme n'avait été émis aux termes du prospectus préalable canadien, lequel vient à échéance en juin 2014.

## Prospectus préalable de base aux États-Unis

Le 6 juin 2012, la société a déposé un prospectus préalable de base aux États-Unis portant sur des billets non garantis de premier rang totalisant 2,0 G\$ US. Le prospectus préalable de base aux États-Unis permet l'émission périodique de titres de créance libellés en dollars américains ou en d'autres monnaies par le biais d'un ou de plusieurs appels publics à l'épargne, la disponibilité étant assujettie aux conditions du marché. Les modalités des billets, y compris, sans toutefois s'y limiter, le capital, les intérêts à taux fixe ou variable et les dates d'échéance, seront établies à la date d'émission. Au 31 décembre 2012, la société pouvait encore émettre pour 750 M\$ US de billets aux termes de son prospectus préalable de base aux États-Unis, lequel vient à échéance en juillet 2014.

### 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.

	2012	2011	2010
Ratio dette/capitaux permanents	32 %	27 %	29 %
Ratio dette/BAIIA ajusté (fois)	1,1 x	1,0 x	1,3 x

Le ratio de la dette sur les capitaux permanents s'obtient comme suit :

31 décembre	2012	2011	2010
Dette	4 679	3 527	3 432
Capitaux propres	9 806	9 406	8 395
Capitaux permanents	14 485	12 933	11 827
<b>Ratio dette/capitaux permanents</b>	<b>32 %</b>	<b>27 %</b>	<b>29 %</b>

Le tableau qui suit présente le rapprochement du BAIIA ajusté et du calcul du ratio de la dette sur le BAIIA ajusté :

31 décembre	2012	2011	2010
<b>Dette</b>	<b>4 679</b>	<b>3 527</b>	<b>3 432</b>
<b>Résultat net</b>	<b>993</b>	<b>1 478</b>	<b>1 081</b>
Ajouté (déduire):			
Charges financières	455	447	498
Produits d'intérêts	(109)	(124)	(144)
Charge d'impôt sur le résultat	783	729	223
Amortissement et épuisement	1 585	1 295	1 302
Perte de valeur du goodwill	393	-	-
Coûts de prospection	68	-	-
Profit latent lié à la gestion des risques	(57)	(180)	(46)
(Profit) perte de change, montant net	(20)	26	(51)
(Profit) perte à la sortie d'actifs	-	(107)	(116)
Autre (profit) perte, montant net	(5)	4	(13)
<b>BAIIA ajusté</b>	<b>4 086</b>	<b>3 568</b>	<b>2 734</b>
<b>Ratio dette/BAIIA ajusté</b>	<b>1,1 x</b>	<b>1,0 x</b>	<b>1,3 x</b>

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 décembre 2012, le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/BAIIA ajusté se situaient près de la valeur inférieure de la fourchette cible.

Au 31 décembre 2012, l'endettement de la société était plus élevé qu'au 31 décembre 2011 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.

### 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 décembre 2012, 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'acquiert 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 1,42 année, celle des DRN, de 5,85 années et celle des UAR, de 1,24 année. Se reporter aux notes annexes aux états financiers 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 décembre 2012

<b>Actions ordinaires</b>	<b>755 843</b>
<b>Options sur actions</b>	
DRN	15 074
DAAJ	11 251
DAAJ de remplacement de Cenovus	5 229
DAAJ de remplacement d'Encana	7 722
<b>Autres régimes de rémunération fondée sur des actions</b>	
UAR	5 258
UAD	1 084

## Obligations contractuelles et engagements

Les obligations contractuelles exposées dans le tableau ci-dessous ont été classées en obligations opérationnelles, d'investissement ou de financement selon le type de flux de trésorerie auxquels elles donneront lieu :

(en millions de dollars)	Date de paiement prévue						Total
	2013	2014	2015	2016	2017	2018+	
<b>Opérationnelles</b>							
Transport par pipelines <sup>1)</sup>	145	209	378	403	675	8 130	9 940
Contrats de location simples (baux à construction)	109	106	112	110	104	1 602	2 143
Achats de produits	81	18	18	6	-	-	123
Autres engagements à long terme	32	25	18	7	6	10	98
Intérêts sur la dette à long terme	254	252	216	216	216	3 120	4 274
Intérêts sur l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise	100	76	51	25	2	-	254
<b>Total des obligations opérationnelles</b>	<b>721</b>	<b>686</b>	<b>793</b>	<b>767</b>	<b>1 003</b>	<b>12 862</b>	<b>16 832</b>
<b>Investissement</b>							
Engagements relatifs à des dépenses d'investissement <sup>2)</sup>	320	54	61	53	6	2	496
Autres engagements à long terme	1	-	-	-	-	-	1
Passifs relatifs au démantèlement	85	142	125	128	137	6 248	6 865
<b>Total des obligations d'investissement</b>	<b>406</b>	<b>196</b>	<b>186</b>	<b>181</b>	<b>143</b>	<b>6 250</b>	<b>7 362</b>
<b>Financement</b>							
Dette à long terme	-	796	-	-	-	3 930	4 726
Effet à payer lié à l'apport à la coentreprise	386	410	435	462	120	-	1 813
<b>Total des obligations de financement</b>	<b>386</b>	<b>1 206</b>	<b>435</b>	<b>462</b>	<b>120</b>	<b>3 930</b>	<b>6 539</b>
<b>Total des paiements<sup>3)</sup></b>	<b>1 513</b>	<b>2 088</b>	<b>1 414</b>	<b>1 410</b>	<b>1 266</b>	<b>23 042</b>	<b>30 733</b>
Ventes de produits à prix fixe	50	52	54	55	3	-	214
Effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise	471	471	471	471	118	-	2 002

1) Certains engagements liés au transport inclus sont assujettis à l'approbation réglementaire.

2) Compte tenu des engagements liés à des entreprises communes.

3) Les contrats exécutés pour le compte de FCCL Partnership (« FCCL ») et de WRB Refining LP (« WRB ») sont présentés en fonction de la participation de 50 % de Cenovus.

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.

Au 31 décembre 2012, Cenovus était toujours partie à des contrats physiques à prix fixe à long terme relativement au gaz naturel prévoyant la livraison à court terme d'environ 33 Mpi<sup>3</sup>/j, assujettis à des modalités et volumes divers, qui sont en vigueur jusqu'en 2017. Le volume total devant être livré aux termes de ces contrats s'élève à 49 Gpi<sup>3</sup> au prix moyen pondéré de 4,38 \$ le kpi<sup>3</sup>.

Dans le cours normal de ses activités, Cenovus loue également des locaux à bureaux pour son personnel de soutien des établissements périphériques et du siège social.

### 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.

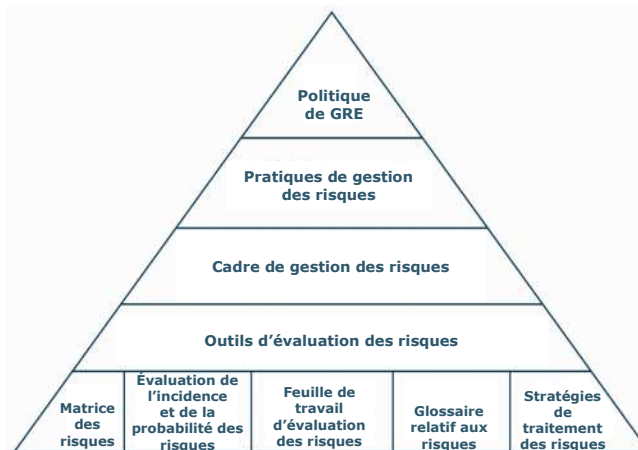
## GESTION DES RISQUES

L'Institut Canadien des Comptables Agréés a publié de nouvelles directives en 2012 suggérant que les documents d'information des sociétés seraient plus complets si les entreprises communiquaient plus d'informations sur leur façon de gérer et d'atténuer les risques en général. 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. Cenovus gère ses risques dans les limites de sa tolérance au risque, qui est elle-même définie par la direction et approuvée par le conseil.

### Gouvernance en matière de risques

Par son programme de gestion des risques d'entreprise (« GRE »), Cenovus a mis sur pied un processus systématique d'identification, d'évaluation, de classement et de gestion des risques dans tous les aspects de la société.

La politique de GRE, qui a reçu l'approbation du conseil, définit et explique les principes et les objectifs de gestion des risques de la société de même que les tâches et les responsabilités de tous les membres du personnel. Des pratiques de gestion des risques, un cadre de gestion des risques et des outils d'évaluation des risques ont également été élaborés sur la base de la politique de GRE. Le cadre de gestion des risques contient notamment les principales caractéristiques recommandées par l'Organisation internationale de normalisation (l'« ISO ») dans la norme ISO 3100, *Management du risque – Principes et lignes directrices*. Les résultats du programme de GRE de la société sont documentés dans un rapport annuel sur les risques remis au conseil de même que dans des mises à jour trimestrielles.



### Évaluation des risques

La société évalue l'incidence éventuelle de chaque risque repéré sur la réalisation des objectifs stratégiques de Cenovus; la probabilité qu'un risque donné se produise fait également l'objet d'une appréciation. Les risques sont analysés au moyen d'une matrice des risques et d'autres outils normalisés d'évaluation des risques.

À l'aide de la matrice des risques, chaque risque est classé sur un continuum allant de « marginal » à « catastrophique » en fonction de la gravité de son incidence éventuelle et de la probabilité qu'il se produise. Les risques sont d'abord appréciés en soi, sans que soit prise en compte l'existence de contrôles ou de mesures d'atténuation. Les risques sont ensuite réévalués en fonction de la cote de risque résiduel qui leur a été attribuée, qui reflète le risque qui subsiste après application des mesures de contrôle et d'atténuation, le cas échéant.

Tenant compte de la cote de risque résiduel, la direction détermine alors s'il convient encore de traiter les risques; le processus prévoit aussi des mesures pour soumettre les risques résiduels aux décideurs appropriés.

### Tâches et responsabilités en matière de gestion des risques

Les tâches et les responsabilités des divers participants au programme de GRE sont exposées en détail ci-après.

Conseil :

- superviser la mise en œuvre du programme de GRE par la direction et assurer la surveillance des activités de gestion des risques;
- passer en revue, une fois l'an, le cadre de gestion des risques et ses processus et s'assurer que les processus demeurent d'actualité et pertinents (comité d'audit du conseil d'administration).

Haute direction :

- confirmer auprès du conseil d'administration la tolérance au risque de la société. Les cadres sont interrogés chaque année et participent à des ateliers coopératifs en présence des vice-présidents et des vice-présidents directeurs en vue de la rédaction du rapport annuel sur les risques.



Les membres de l'équipe des risques financiers et des risques d'entreprise relèvent du vice-président directeur et chef des finances et sont responsables de l'administration du programme de GRE et de la communication de l'information sur les risques.

### **Risques graves et risques stratégiques**

Les activités opérationnelles, la situation financière et, dans certains cas, la réputation de Cenovus peuvent être influencées par des risques graves et des risques stratégiques. Par « risques graves », Cenovus entend les risques qui, de par leur probabilité et leur incidence, pourraient entraver l'atteinte des objectifs stratégiques ou principaux de la société. Quant aux « risques stratégiques », ils s'entendent des risques de perte découlant de l'incapacité d'élaborer ou de concrétiser une stratégie d'affaires adéquate ou d'adapter les activités aux changements survenant dans le contexte commercial, politique ou réglementaire qui entoure la société.

Les risques graves et les risques stratégiques sont classés en trois catégories :

- les risques financiers, qui comprennent le risque lié aux prix des marchandises et le risque de liquidité;
- les risques opérationnels, comme les risques liés à la sécurité, à l'environnement, aux contraintes en matière de transport, à la réalisation des projets et au remplacement des réserves;
- les risques liés à la réglementation, qui découlent du processus d'approbation par les organismes de réglementation ainsi que de l'évolution du cadre réglementaire ou de la promulgation de nouveaux règlements en matière d'environnement.

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 décrivent l'incidence des risques graves et des risques stratégiques sur la Société.

#### **Risques financiers**

Les risques financiers s'entendent du risque de perte ou d'occasion perdue découlant de la gestion financière et de conditions du marché. De temps à autre, il arrive que la direction conclue des contrats pour atténuer le risque lié aux fluctuations des prix des marchandises, des taux d'intérêt et des taux de change. La société a la possibilité de réduire en partie son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt en contractant ses emprunts à taux fixes et à taux variables. Le crédit est géré selon la politique de crédit approuvée par le conseil.

#### **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.

L'évolution des prix futurs des marchandises aura une incidence sur les produits des activités ordinaires tirés de la vente de la production de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel de nos secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques et sur la vente des produits raffinés issus des activités des raffineries. La performance financière est également sensible aux écarts de prix, puisque la production en amont diffère, en qualité et en éloignement, des marchandises sous-jacentes dont les prix sont cotés en bourse.

La société s'attend à ce que les prix des marchandises et les marges de raffinage restent volatils au cours des prochaines années. Si les prix du pétrole brut et du gaz naturel devaient chuter et rester à de faibles niveaux de manière prolongée, la valeur comptable des actifs de la société pourrait se déprécier, les programmes d'investissement futurs pourraient devoir être reportés, voire annulés, et la production pourrait être réduite. D'autres conséquences encore pourraient être entraînées. Toutefois, la baisse des prix des marchandises réduirait le coût du gaz naturel utilisé par nos raffineries et du pétrole brut qui les alimente.

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. Ces opérations protègent une partie des flux de trésorerie budgétisés et font en sorte que des fonds soient disponibles pour financer les projets d'investissement. Ces méthodes sont examinées et approuvées par le comité de gestion des risques, qui est composé du président et chef de la direction, du vice-président directeur et chef des finances et d'un autre vice-président directeur. Les activités sont régies par la politique de réduction des risques associés aux marchés de la société, qui définit les protocoles et les limites de couverture. Cenovus a en partie réduit son exposition à l'aide des instruments suivants :

- le risque lié aux prix du pétrole brut sur les ventes de pétrole brut, à l'aide de swaps sur marchandises à prix fixes;
- le risque lié aux prix du gaz naturel sur les ventes de gaz naturel, à l'aide de swaps de prix fixes;
- l'élargissement des écarts liés à la qualité ou à l'éloignement sur le pétrole brut et le gaz naturel, à l'aide de swaps différentiels et de swaps variable-variable;
- le risque relatif aux coûts de l'électricité consommée, à l'aide d'un contrat dérivé sur l'énergie.

Le détail de ces instruments financiers en cours au 31 décembre 2012 est présenté dans les notes annexes aux états financiers consolidés. Leur incidence financière est exposée ci-dessous :

*Incidence financière des activités de gestion des risques*

(en millions de dollars)	2012			2011		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut et LGN	81	247	328	(135)	106	(29)
Gaz naturel	247	(176)	71	210	38	248
Raffinage	7	1	8	(14)	7	(7)
Électricité	1	(15)	(14)	7	29	36
Profits (pertes) liés à la gestion des risques	336	57	393	68	180	248
Charge d'impôt sur le résultat	86	14	100	17	46	63
Profits (pertes) liés à la gestion des risques, après impôt	250	43	293	51	134	185

En 2012, 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 profits latents sur les instruments financiers conclus à l'égard du pétrole brut par suite de la baisse des prix à terme des marchandises et de l'élargissement des écarts entre le pétrole léger et le pétrole lourd à la fin de 2012 par rapport aux prix contractuels. Enfin, les instruments conclus à l'égard du gaz naturel se sont soldés par des pertes latentes à cause de l'accroissement des prix du gaz naturel à terme. Les notes annexes aux états financiers consolidés contiennent des détails sur les volumes et les prix des contrats conclus par la société.

Dans sa gestion des risques, la société adopte une vision d'ensemble de ses risques qui intègre toutes ses activités en amont et ses activités de raffinage. La société constate que, sur une base intégrée, elle a une position acheteur à l'égard des produits raffinés qui est reliée de plus près au Brent qu'au WTI. Pour que son programme de gestion des risques d'entreprise soit mieux adapté à cette position, la société a converti en 2012 la totalité de ses instruments financiers à l'égard du pétrole brut WTI de 2013 déjà conclus en contrats d'établissement des prix du Brent. En outre, une production de 17 000 barils par jour a été assujettie à des instruments financiers fixant les prix du Brent. Au total, c'est donc 37 000 barils par jour dont le prix de vente a été fixé au prix moyen du Brent de 111,32 \$ US par baril.

*Sensibilités aux prix des marchandises – positions de gestion des risques*

Le tableau ci-dessous résume les sensibilités de la juste valeur des positions de gestion des risques aux fluctuations des prix des marchandises, toutes les autres variables étant par ailleurs maintenues constantes. La direction est d'avis que les fluctuations de prix indiquées dans ce tableau représentent une mesure raisonnable de la volatilité. Les fluctuations des prix des marchandises auraient pu se traduire par des profits ou des pertes latents, pour l'exercice, se répercutant sur le résultat avant impôt relativement aux positions de gestion des risques ouvertes au 31 décembre 2012 comme suit :

Marchandise	Fourchette de sensibilité	Augmentation	Diminution
Prix du pétrole brut	± 10 \$ US par baril sur les couvertures du Brent et du WTI	(156)	156
Prix différentiel du pétrole brut	± 5 \$ US par baril sur les couvertures des différentiels liés à la production	111	(111)
Prix du gaz naturel	± 1 \$ par kpi <sup>3</sup> sur les couvertures de gaz naturel NYMEX	(55)	55
Prix de base du gaz naturel	± 0,10 \$ par kpi <sup>3</sup> sur les couvertures de base du gaz naturel	1	(1)
Prix de l'électricité	± 25 \$ par MWh sur les couvertures de l'électricité	19	(19)

### **Risque de liquidité**

Le risque de liquidité s'entend de l'impossibilité pour la société de s'acquitter de toutes ses obligations financières à mesure qu'elles deviennent exigibles. Le risque de liquidité englobe également le risque qu'elle ne puisse liquider ses actifs rapidement à un prix raisonnable. Le risque de liquidité de Cenovus pourrait être accru en temps de crise économique ou lorsqu'il se produit des événements imprévus. Si la société devait être dans l'impossibilité de s'acquitter de ses obligations financières à leur échéance, la situation financière de la société, ses résultats opérationnels, ses flux de trésorerie et sa réputation pourraient s'en trouver atteints.

Cenovus gère le risque de liquidité par la gestion active de la trésorerie et du crédit afin de s'assurer qu'elle a accès à de nombreuses sources de capital : trésorerie et équivalents de trésorerie, flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, facilités de crédit inutilisées, billets de trésorerie et disponibilités représentées par ses prospectus préalables de base. Au 31 décembre 2012, la trésorerie et les équivalents de trésorerie se situaient à 1,2 G\$, la facilité de crédit engagée de Cenovus était inutilisée et l'encours du papier commercial était de néant. En outre, Cenovus disposait d'une capacité inutilisée de 1,5 G\$ en vertu de son prospectus préalable de base canadien et de 750 M\$ US en vertu de son prospectus préalable de base américain, dont la disponibilité est tributaire de la conjoncture des marchés.

Cenovus estime que ses liquidités actuelles sont suffisantes pour protéger la société contre des événements imprévus qui pourraient se produire à court terme et accroître la volatilité de ses flux de trésorerie.

### **Risques opérationnels**

Les risques opérationnels s'entendent du risque de perte ou d'occasion perdue découlant d'activités opérationnelles et d'activités d'investissement qui pourraient avoir une incidence sur l'atteinte des objectifs de Cenovus.

### **Risque lié à la sécurité**

La mise en valeur, la production et le raffinage de pétrole brut et de gaz naturel sont, de par leur nature même, des activités à risque élevé pouvant causer des lésions corporelles. L'incapacité de la société à exercer ses activités de manière sécuritaire pourrait avoir une incidence défavorable significative sur la réputation de Cenovus, sa situation financière, ses résultats opérationnels et ses flux de trésorerie.

La société est déterminée à exercer ses activités en toute sécurité. Elle joue un rôle actif auprès de son partenaire des raffineries pour faire en sorte que la priorité soit accordée à la sécurité. Les politiques et les normes en matière de sécurité sont conformes à la réglementation gouvernementale et aux normes de l'industrie. Pour atténuer le risque lié à la sécurité, la société s'est dotée d'un dispositif de normes, de pratiques et de procédures désigné sous le nom de « Système de gestion opérationnelle » qui sert à cerner, à évaluer et à maîtriser les risques liés à la sécurité et à l'environnement à tous les niveaux de l'exploitation. Pour s'assurer de ne retenir les services que d'entrepreneurs qui partagent le même engagement envers la sécurité, Cenovus utilise un système de préqualification et un outil de gestion des données sur la performance en matière de sécurité fournis en ligne par des tiers. La prévention des maladies professionnelles fait aussi partie intégrante des préoccupations de la société en matière de santé et sécurité. La société adopte une approche fondée sur les risques pour systématiquement repérer, évaluer et gérer les risques sanitaires que courent tous les travailleurs affectés à ses différents emplacements.

Le comité de la responsabilité, de l'environnement, de la santé et de la sécurité du conseil examine les politiques et en recommande l'approbation au conseil; c'est aussi ce comité qui surveille le respect de la législation et de la réglementation gouvernementale.

### **Contraintes en matière de transport**

La possibilité pour Cenovus d'accéder à des marchés terminaux pourrait être entravée par une insuffisance de la capacité de transport pour sa production. Des contraintes en matière de transport risqueraient d'avoir une incidence négative sur la performance financière, soit en imposant à la société des coûts de transport plus élevés, soit en élargissant les différentiels de prix, soit en abaissant les prix réalisés sur les produits de certains emplacements ou de certains teneurs, voire, dans les cas extrêmes, en ayant pour effet de restreindre la production. Bien que ce risque puisse aussi frapper la production de gaz naturel, il menace surtout la production de pétrole brut, et pourrait se répercuter sur la situation financière, les résultats opérationnels et les flux de trésorerie des secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques.

Pour contribuer à atténuer ce risque, la société a élaboré une stratégie de diversification des ventes qui prévoit notamment les ventes via plusieurs pôles d'échange à un éventail de contreparties solvables et recourant à plusieurs moyens de transport. De plus, la société soutient les infrastructures de transport et est prête à s'engager à l'égard d'infrastructures de transport nouvelles ou en expansion lui procurant un accès à de nouveaux marchés pour sa production, y compris le transport maritime et ferroviaire.

La société prévoit que les contraintes en matière de transport se poursuivront dans l'immédiat. Les projets d'oléoducs Keystone XL et Northern Gateway, s'ils sont approuvés, seront avantageux pour les producteurs de pétrole lourd. Le projet Keystone XL doit relier les sables bitumineux de l'Alberta aux raffineries américaines situées sur la côte du golfe du Mexique. Le projet pipelinier Northern Gateway, dans sa version actuelle, doit relier les sables bitumineux de l'Alberta à la côte Ouest du Canada, ce qui ouvrirait la porte à de nouveaux marchés comme l'Asie. D'autres possibilités s'offrent au secteur, et la société participe activement à ces développements.

### Réalisation des projets d'investissement et risque opérationnel

Certains risques sont associés à la réalisation et à l'exploitation des projets en amont et des projets de raffinage de Cenovus. Au cours des dix prochaines années, la société devra mener de front plusieurs projets. Leur succès dépendra fortement des conditions météorologiques, de la montée des prix et de la disponibilité d'une main-d'œuvre qualifiée, de composants clés ou d'autres ressources rares. Chacun de ces facteurs pourrait avoir une incidence défavorable significative sur Cenovus.

Par ailleurs, Cenovus est consciente de la nécessité de maintenir sa solidité financière. Ses programmes d'investissement peuvent dans la plupart des cas être réduits si nécessaire. De plus, la société a déterminé certains secteurs où elle pourrait reporter ses investissements en cas de baisse des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ou de difficultés en matière de liquidités. Lorsqu'elle prend des décisions en matière d'activités opérationnelles et d'activités d'investissement, Cenovus affecte ses capitaux de manière à optimiser la correspondance aux objectifs stratégiques, l'atténuation des risques et le rendement des projets. Le processus d'approbation des dépenses d'investissement exige que l'élaboration des projets tienne compte de tous les risques dans leur intégralité, notamment sur le plan de la construction, des aspects commerciaux, des activités opérationnelles et de la réglementation.

Les risques opérationnels ont un effet sur la capacité de la société à poursuivre ses activités dans leur cours normal. Les activités sont assujetties aux risques qui menacent généralement le secteur pétrolier et gazier et le secteur du raffinage. Les risques opérationnels de la société comprennent notamment la sécurité, les défis environnementaux, la capacité de transport et ses interruptions, l'incertitude relative aux estimations des réserves et des ressources, la réalisation des projets de sables bitumineux selon une croissance graduelle et les risques liés aux partenaires. La société s'efforce de réduire ces risques en maintenant une couverture d'assurance complète relativement à ses actifs et à ses activités.

### Risque lié au remplacement des réserves

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

Pour atténuer le risque lié au remplacement des réserves, Cenovus évalue les projets en tenant compte de tous les risques, y compris le risque géologique et le risque technique. En outre, ses équipes responsables des actifs adoptent le processus d'évaluation *a posteriori*, dans le cadre duquel chaque équipe fait l'examen approfondi de son programme d'investissement antérieur pour en tirer des enseignements clés, lesquels comprennent souvent des éléments techniques et opérationnels qui ont eu une incidence sur les résultats du projet. Des plans d'atténuation des risques sont élaborés à l'égard des problèmes opérationnels qui ont une incidence défavorable sur les résultats. Ces plans sont ensuite intégrés au plan de l'exercice en cours. Les résultats de l'évaluation *a posteriori* sont analysés chaque année en fonction du programme d'investissement de Cenovus et les résultats ainsi que les enseignements tirés sont diffusés dans toute l'entreprise.

Jusqu'à maintenant, la capacité de la société à mettre au jour, à acquérir et à mettre en valeur des réserves additionnelles de pétrole brut et de gaz naturel a été conforme au plan stratégique décennal. Se reporter à la rubrique « Réserves et ressources de pétrole et de gaz » du présent rapport de gestion pour obtenir des détails sur les réserves prouvées et probables de Cenovus et sur ses ressources économiques de bitume éventuelles et prometteuses au 31 décembre 2012.

### Risque lié à l'environnement

La mise en valeur et l'exploitation des projets de la société sont exposées aux dangers que comportent l'extraction, le transport et le traitement des hydrocarbures, activités qui peuvent être dommageables pour l'environnement. La société prend très à cœur sa responsabilité envers l'environnement. Pour gérer le risque qui y est lié, elle s'efforce d'utiliser, de recycler et de rejeter l'eau de manière saine, de restreindre ses émissions atmosphériques, de limiter son empreinte physique et son incidence sur les habitats naturels, y compris la faune. De concert avec ses parties prenantes, la société a inventorié les besoins particuliers de chaque zone où elle exerce des activités. Les employés, les entrepreneurs et les tiers fournisseurs de services reçoivent la formation dont ils ont besoin pour se conformer à la réglementation et agir en personnes responsables à l'égard de la gérance environnementale. L'effet de la société sur l'environnement est mesuré par le Système de gestion opérationnelle de Cenovus, qui permet de surveiller et de gérer les activités de la société et de produire des rapports exacts sur celles-ci.

Le comité de la responsabilité, de l'environnement, de la santé et de la sécurité du conseil évalue et recommande les politiques en matière de responsabilité de l'entreprise, notamment sur le plan de l'environnement, et surveille l'observation des lois et des règlements gouvernementaux. Des programmes de surveillance et d'information sur les activités courantes en matière d'environnement, de santé et de sécurité ainsi que des inspections et des évaluations ont été élaborés pour que soit garanti le respect des normes et des règlements sur l'environnement. Des plans d'urgence ont été mis en place afin que la société puisse intervenir rapidement en cas d'accident écologique, et des programmes de restauration et de régénération visant à réhabiliter l'environnement ont été adoptés.

### **Risques liés à la réglementation**

Les risques liés à la réglementation représentent le risque de perte ou d'occasion perdue découlant de la promulgation d'obligations imposées par les organismes de réglementation ou de la modification de ces obligations, ou encore de l'impossibilité d'obtenir des organismes en question les autorisations nécessaires à un projet de mise en valeur de pétrole brut ou de gaz naturel. L'adoption de nouveaux règlements ou la modification de règlements déjà en vigueur pourraient entraver les projets actuels ou prévus de la société et imposer des coûts de conformité, ce qui aurait une incidence défavorable sur la situation financière, les résultats opérationnels et les flux de trésorerie de la société.

### **Risque lié à la réglementation environnementale**

En matière d'environnement, la complexité de l'évolution du cadre réglementaire rend ardue la prédiction des répercussions que subira éventuellement Cenovus. La société prévoit que les dépenses d'investissement et les charges opérationnelles pourraient continuer d'augmenter à cause de l'entrée en vigueur de nouveaux règlements environnementaux. Toutefois, la société ne s'attend pas à ce que le coût de la conformité à la réglementation sur l'environnement et le changement climatique soit élevé au point de nuire de manière significative à la position concurrentielle de la société. La non-conformité à la réglementation environnementale pourrait aussi avoir une incidence défavorable sur la réputation de Cenovus.

Les paragraphes qui suivent abordent les domaines qui ont actuellement ou sont raisonnablement susceptibles d'avoir une incidence sur les activités de Cenovus.

#### *Utilisation de l'eau*

Pour exploiter ses installations DGMV, Cenovus a besoin d'eau, laquelle est obtenue aux termes de permis délivrés par le ministère de l'Environnement et du Développement durable des ressources de l'Alberta. À l'heure actuelle, Cenovus n'est pas tenue de payer l'eau qu'elle utilise aux termes de ces permis. Si une modification était apportée aux exigences de ces permis et que les quantités d'eau que la société peut utiliser s'en trouvaient réduites, la production de la société pourrait diminuer ou ses charges opérationnelles, augmenter, ce qui aurait dans les deux cas une incidence défavorable significative sur les affaires et la performance financière. Rien ne garantit que ces permis ne seront pas annulés ou que des conditions additionnelles ne seront pas imposées pour leur obtention. Rien ne garantit que la société ne devra pas verser des droits pour l'utilisation de l'eau à l'avenir, ni que ces droits seront raisonnables. De plus, l'expansion des projets de la société est tributaire de l'obtention de permis pour accéder à des quantités d'eau supplémentaires. Rien ne garantit que ces permis seront délivrés, ou qu'ils le seront à des conditions favorables, voire qu'il existera de l'eau pouvant être déviée aux termes de ces permis. Bien que la société réutilise actuellement une partie de l'eau qu'elle obtient aux termes de ces permis, rien ne garantit que ses installations continueront d'utiliser l'eau avec efficacité.

#### *Gaz à effet de serre et polluants atmosphériques*

Le gouvernement fédéral et divers gouvernements de provinces ou d'États ont annoncé qu'ils avaient l'intention de réglementer les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») et d'autres polluants atmosphériques. En outre, plusieurs mesures législatives et réglementaires visant la réduction des émissions de GES sont en cours d'étude, d'analyse ou de mise en œuvre aussi bien au Canada qu'aux États-Unis.

Si une réglementation exhaustive en matière d'émissions de GES est adoptée dans un territoire où la société est en exploitation, les répercussions défavorables pour les activités de la société pourraient comprendre, entre autres, la hausse des coûts liés à la conformité, la perte de certains marchés, l'accroissement des délais de délivrance de permis, les frais considérables liés à l'élaboration ou à la production de crédits ou quotas d'émission, autant de facteurs qui gonfleraient les charges opérationnelles et contracteraient la demande de pétrole brut, de gaz naturel et de certains produits raffinés. Abstraction faite du cadre législatif actuel, la portée et l'étendue de toute conséquence défavorable de l'un de ces programmes supplémentaires ne peuvent être estimées avec exactitude pour l'heure, car les obligations législatives et réglementaires précises n'ont pas encore été mises au point. Qui plus est, les détails concernant d'autres mesures à l'étude et les délais de conformité demeurent flous.

La société a adopté à l'égard de la gestion des émissions une approche dont témoigne notre leadership au sein de l'industrie en matière d'efficacité énergétique et de mise au point de technologies pour l'exploitation des sables bitumineux dans l'optique d'une réduction des émissions de GES et du stockage géologique du dioxyde de carbone.

La longueur d'avance de Cenovus en matière de communication de l'information sur les émissions de GES a été reconnue, puisque la société est intégrée depuis 2012 à l'indice appelé *Carbon Disclosure Leadership Index* pour le Canada. Le coût éventuel de traitement du dioxyde de carbone, qui se situe dans une fourchette de 15 \$ à 65 \$ la tonne, est intégré à la planification qui sous-tend le processus d'affectation des capitaux. Cenovus entend continuer de recourir à la conception de scénarios afin de prévoir les répercussions futures de la réglementation, de réduire l'intensité de ses émissions et d'améliorer son efficacité énergétique.

#### *Utilisation des terres, habitats naturels et biodiversité*

Le cadre albertain de réglementation de l'utilisation des terres a été adopté en vertu de la loi intitulée *Alberta Land Stewardship Act* (l'« ALSA »), qui définit la méthode de gestion des terres et des ressources naturelles adoptée par le gouvernement de l'Alberta en vue de l'atteinte d'objectifs à long terme en matière d'économie, d'environnement et de société. Dans certains cas, l'ALSA modifie ou supprime des autorisations précédemment consenties comme des permis, des licences, des approbations et des autorisations, dans le but d'atteindre ou de maintenir un objectif ou une politique découlant de l'adoption d'un plan régional. Le 22 août 2012, le gouvernement de l'Alberta a approuvé le projet LARP, aussi rendu public en vertu de l'ALSA, qui est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> septembre 2012.

Le projet LARP établit des cadres de gestion relativement à l'air, aux terres et à l'eau, qui intégreront des limites cumulatives et des éléments déclencheurs. Ce projet permettra aussi de cibler les zones ayant trait à la conservation, au tourisme et aux loisirs. Certains des régimes fonciers visant les sables bitumineux pourraient être annulés, sous réserve d'une indemnisation négociée avec le gouvernement de l'Alberta. L'accès à certains secteurs des biens miniers actuels de la société pourrait être interdit, ce qui ralentirait la cadence de mise en valeur en raison de limites et seuils en matière environnementale. Toutefois, les secteurs déterminés n'ont aucune répercussion directe sur le plan stratégique de Cenovus, ni sur ses activités actuelles à Foster Creek ou à Christina Lake ou sur l'une ou l'autre des demandes qu'elle a déposées.

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

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 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.

#### ***Actifs de prospection et d'évaluation***

L'application de la méthode comptable de Cenovus aux dépenses de prospection et d'évaluation exige de poser un jugement pour déterminer si un avantage économique futur est probable lorsque les activités n'ont pas atteint un stade où la faisabilité technique et la viabilité commerciale peuvent être établies de façon raisonnable. Divers facteurs sont pris en compte, tels que les résultats des travaux de forage, les programmes d'investissement à venir, les charges opérationnelles futures et les réserves estimatives qui pourront être recouvrées de manière rentable. S'il est déterminé qu'un actif de prospection et d'évaluation n'est plus commercialement viable ou que sa faisabilité technique n'est plus démontrée ou si la direction décide de ne pas en poursuivre la prospection et l'évaluation, les coûts non recouvrables sont passés en charges dans les coûts de prospection.

#### ***Délimitation des unités génératrices de trésorerie***

Les actifs en amont et les actifs de raffinage de Cenovus sont regroupés en unités génératrices de trésorerie. Une unité génératrice de trésorerie s'entend du niveau le plus bas d'actifs intégrés générant des entrées de trésorerie séparément identifiables qui soient largement indépendantes des entrées de trésorerie générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs. Le classement des actifs et la répartition des actifs communs entre les unités génératrices de trésorerie font considérablement appel au jugement et à l'interprétation. Les facteurs pris en compte dans le classement sont notamment l'intégration entre les actifs, le partage des infrastructures, l'existence de points de vente communs, la région géographique concernée, la structure géologique des actifs et la façon dont la direction fait le suivi de l'unité génératrice de trésorerie et prend des décisions à son sujet. L'évaluation du caractère récupérable des actifs en amont, des actifs de raffinage et des actifs communs se fait au niveau des unités génératrices de trésorerie; par conséquent, elle pourrait avoir une incidence importante sur les pertes de valeur.

## 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. Sont présentées ci-après les hypothèses clés quant à l'avenir et les autres sources d'estimation à la fin de la période de présentation de l'information qui, si elles étaient modifiées, pourraient entraîner un ajustement significatif de la valeur comptable des actifs et des passifs de l'exercice à venir.

### Réserves

L'estimation des réserves comporte en soi un certain nombre d'incertitudes. L'estimation des réserves repose sur plusieurs variables, notamment les quantités récupérables d'hydrocarbures, le coût de l'élaboration des infrastructures nécessaires pour récupérer les hydrocarbures, les coûts de production, le prix de vente estimatif des hydrocarbures produits, les paiements de redevances et les impôts. Toute variation de ces données pourrait avoir une incidence considérable sur les estimations des réserves, ce qui se répercuterait de manière importante sur les tests de dépréciation et la charge d'amortissement et d'épuisement relatifs aux actifs de pétrole brut et de gaz naturel de Cenovus. Les réserves de pétrole brut et de gaz naturel de Cenovus sont établies par des évaluateurs de réserves indépendants agréés qui les transmettent à la société.

### Dépréciation d'actifs

Les immobilisations corporelles, les actifs de prospection et d'évaluation et le goodwill font l'objet d'un test de dépréciation au moins une fois l'an et chaque fois que des circonstances suggèrent que leur valeur comptable pourrait être supérieure à leur valeur recouvrable. Les tests de dépréciation se font au niveau des unités génératrices de trésorerie. Ces calculs exigent l'utilisation d'estimations et d'hypothèses et sont susceptibles d'être modifiés lorsque de nouvelles informations sont disponibles. Dans le cas des actifs en amont de la société, les estimations portent notamment sur les prix futurs des marchandises, les volumes de production prévus, le volume des réserves et les taux d'actualisation ainsi que les charges opérationnelles et coûts de mise en valeur futurs. La valeur recouvrable des actifs de raffinage repose sur des hypothèses à l'égard de la production des raffineries, des prix futurs des marchandises, des charges opérationnelles, de la capacité de transport et de l'état de l'offre et de la demande. Toute modification apportée aux hypothèses entrant dans la détermination de la valeur recouvrable pourrait avoir une incidence sur la valeur comptable des actifs visés.

Aux fins des tests de dépréciation, le goodwill est attribué à l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il se rapporte.

Au 31 décembre 2012, la valeur recouvrable des unités génératrices de trésorerie en amont de Cenovus a été déterminée en fonction de la juste valeur diminuée des coûts de la vente. Les hypothèses clés entrant dans la détermination des flux de trésorerie tirés des réserves sont les réserves estimées par les évaluateurs de réserves indépendants agréés retenus par la société, les prix du pétrole brut et du gaz naturel et le taux d'actualisation.

### Prix du pétrole et du gaz

Les prix futurs employés pour la détermination des flux de trésorerie qui seront tirés des réserves de pétrole et de gaz se détaillent comme suit :

	2013	2014	2015	2016	2017	Variation annuelle moyenne jusqu'en 2024
WTI (\$ US/baril)	92,50	92,50	93,60	95,50	97,40	2 %
AECO (\$/kpi <sup>3</sup> )	3,35	3,85	4,35	4,70	5,10	3 %

## Taux d'actualisation

Les évaluations des flux de trésorerie futurs actualisés emploient généralement comme point de départ le taux d'actualisation de 10 % qui constitue la norme dans l'industrie et qu'utilisent les évaluateurs de réserves indépendants agréés lorsqu'ils préparent des rapports sur les réserves. D'autres facteurs économiques et opérationnels sont aussi pris en compte en fonction des caractéristiques individuelles des actifs considérés, ce qui peut jouer à la hausse ou à la baisse sur le taux d'actualisation présumé. L'évolution de la conjoncture économique pourrait donner lieu à des variations considérables du montant recouvrable estimatif.

## Coûts de démantèlement

Des provisions sont comptabilisées à l'égard des futures activités de démantèlement et de remise en état visant les actifs de pétrole brut et de gaz naturel en amont de Cenovus, outre ses actifs de raffinage, au terme de leur durée économique. En vue d'estimer le passif futur, des hypothèses que la direction juge raisonnables sont formulées en fonction des antécédents et des facteurs économiques actuels. Toutefois, le coût réel de démantèlement est incertain et les estimations de coûts peuvent changer en fonction de nombreux facteurs, dont les modifications des exigences prévues par la loi, les avancements technologiques, l'inflation et le moment prévu pour le démantèlement et la remise en état des lieux. De plus, la société établit le taux d'actualisation approprié à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. Ce taux d'actualisation, ajusté en fonction de la qualité de crédit, sert à établir la valeur actualisée des sorties de trésorerie futures estimatives requises pour régler l'obligation et peut changer en fonction de nombreux facteurs du marché. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, les passifs relatifs au démantèlement ont augmenté de 417 M\$ par suite de modifications apportées au taux d'actualisation, au calendrier de règlement et aux coûts estimatifs qui découleront du règlement. Les notes annexes aux états financiers consolidés comprennent des détails sur les hypothèses employées dans la détermination des passifs relatifs au démantèlement.

## Charges d'impôt sur le résultat

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels Cenovus exerce ses activités peuvent changer. En conséquence, un certain nombre de questions d'ordre fiscal est généralement à l'étude. Les impôts sur le résultat font par conséquent l'objet d'une incertitude relative à la mesure.

Des actifs d'impôt différé sont constatés dans la mesure où il est probable que les différences temporelles déductibles seront recouvrées au cours des périodes à venir. L'évaluation de la recouvrabilité se fonde sur de nombreuses estimations, dont une évaluation du moment où les différences temporelles seront renversées, une analyse du montant du bénéfice imposable futur, l'accessibilité à des flux de trésorerie pour compenser les actifs d'impôt lorsque la reprise aura lieu et l'application des législations fiscales. À l'égard de certaines transactions, la détermination de l'impôt définitif est incertaine. La modification des hypothèses utilisées pour évaluer la recouvrabilité pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés dans les périodes à venir.

## Changements de méthodes comptables et futures prises de position en comptabilité

Cenovus n'a adopté aucune nouvelle méthode comptable au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

Les paragraphes qui suivent résument les futures prises de position en comptabilité dont Cenovus devra tenir compte. La Société adoptera les prises de position en question lorsqu'elles entreront en vigueur. À moins d'indication contraire ci-dessous, l'incidence de la première application des normes décrites aux présentes n'était pas connue et ne pouvait pas être raisonnablement estimée à la date où la publication des états financiers consolidés a été approuvée.

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

En mai 2011, l'International Accounting Standards Board (« IASB ») a publié les normes suivantes, qui sont nouvelles ou ont été modifiées :

- IFRS 10, *États financiers consolidés*, (« IFRS 10 ») remplace IAS 27, *États financiers consolidés et individuels*, (« IAS 27 ») et SIC-12, *Consolidation – Entités ad hoc*. IFRS 10 revoit la définition de la notion de contrôle et y intègre trois conditions : 1) le pouvoir détenu sur une entité émettrice; 2) l'exposition à des rendements variables en raison des liens entretenus avec l'entité émettrice et 3) la capacité d'exercer son pouvoir pour influencer sur les rendements obtenus de l'entité émettrice. IFRS 10 contient des directives sur les droits de participation et de protection et traite aussi de la notion de contrôle « de fait ». La norme contient aussi des explications qui permettent de déterminer si un investisseur possédant des pouvoirs de prise de décision agit à titre de mandant ou de mandataire.
- IFRS 11, *Partenariats*, (« IFRS 11 ») remplace IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, (« IAS 31 ») et SIC-13, *Entités contrôlées conjointement – apports non monétaires par des coentrepreneurs*. IFRS 11 classe un partenariat comme une « entreprise commune » ou une « coentreprise » en fonction des droits et des obligations des parties à l'entreprise. Dans une entreprise commune, les parties ont des droits sur les actifs et des obligations à l'égard des passifs relatifs au partenariat et comptabilisent leur quote-part des actifs, des



passifs, des produits et des charges du partenariat. Dans une coentreprise, les parties ont des droits sur l'actif net du partenariat et comptabilisent ce dernier à titre d'investissement selon la méthode de la mise en équivalence.

- IFRS 12, *Informations à fournir sur les participations dans d'autres entités*, (« IFRS 12 ») remplace les obligations d'information auparavant incluses dans IAS 27, IAS 31 et IAS 28, *Participations dans des entreprises associées*. La norme définit des obligations d'information détaillées portant sur les participations d'une entité dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et des entités structurées exclues du périmètre de consolidation.
- La norme IAS 27, *États financiers individuels*, a été modifiée pour que son contenu soit conforme aux changements apportés à IFRS 10, mais elle conserve les directives actuelles sur les états financiers individuels.
- La norme IAS 28, *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises*, a été modifiée pour que son contenu soit conforme aux changements apportés à IFRS 10 et à IFRS 11.

Les normes ci-dessus sont en vigueur pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013 et doivent être adoptées en même temps. La société prévoit que l'adoption de ces cinq normes aura une incidence négligeable sur ses états financiers consolidés.

Cenovus a procédé à un examen complet de ses participations dans d'autres entités et a déterminé que deux d'entre elles, FCCL et WRB, prises individuellement, constituaient une participation importante. La société participe au contrôle conjoint de ces deux entités. 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 seront 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 sera comptabilisée dans les états financiers consolidés.

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) 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.
- 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.

### **Avantages du personnel**

En juin 2011, l'IASB a modifié IAS 19, *Avantages du personnel* (« IAS 19 »). Selon la version modifiée de la norme, une entité est tenue de comptabiliser les variations des obligations au titre des prestations constituées et de la juste valeur des actifs d'un régime lorsqu'elles se produisent; l'approche du corridor 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 les autres éléments du résultat global. De plus, les entités sont tenues de

calculer le coût financier net lié au passif ou à l'actif net au titre des prestations définies au moyen du même taux d'actualisation que celui utilisé pour évaluer l'obligation au titre des prestations définies. Les modifications apportées rehaussent aussi les informations à fournir dans les états financiers.

Les modifications d'IAS 19 stipulent que l'application de la norme est rétrospective. D'après l'évaluation provisoire qu'a effectuée Cenovus, lorsque la norme modifiée sera appliquée pour la première fois, lors de l'exercice se clôturant le 31 décembre 2013, le résultat net de l'exercice clos le 31 décembre 2012 augmentera de 1 M\$ et les autres éléments du résultat global, après impôt, diminueront de 3 M\$ (néant et diminution de 12 M\$, respectivement, en 2011). Les capitaux propres au 31 décembre 2012 diminueront de 24 M\$ (diminution de 22 M\$ au 1<sup>er</sup> janvier 2012) et des ajustements correspondants seront comptabilisés dans les autres passifs et le passif d'impôt différé.

### **Évaluation de la juste valeur**

En mai 2011, l'IASB a publié IFRS 13, *Évaluation de la juste valeur*, (« IFRS 13 ») qui contient une définition cohérente et moins complexe de la juste valeur, établit une source unique de règles pour la détermination de la juste valeur et présente des obligations d'information uniformes relatives à l'évaluation de la juste valeur. IFRS 13 est en vigueur pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013 et s'applique de manière prospective à partir du début de la période annuelle au cours de laquelle la norme est adoptée. L'adoption anticipée est permise. IFRS 13 aura une incidence négligeable sur les états financiers consolidés.

### **Instruments financiers**

L'IASB se propose de remplacer IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, (« IAS 39 »), par IFRS 9, *Instruments financiers*, (« IFRS 9 »). IFRS 9 sera publiée en trois phases, dont la première a déjà été publiée.

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

Pour les actifs financiers, IFRS 9 utilise un modèle unique pour établir si un actif financier est évalué au coût amorti ou à la juste valeur, qui remplace les multiples règles d'IAS 39. Le modèle d'IFRS 9 est fondé sur la façon dont l'entité gère ses instruments financiers dans le cadre de son modèle d'affaires et les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels des actifs financiers. La nouvelle norme impose également l'utilisation d'une méthode de dépréciation unique qui remplace les nombreuses méthodes proposées par IAS 39. Pour les passifs financiers, les critères de classement ne changeront pas selon IFRS 9, mais le modèle de la juste valeur pourra exiger une comptabilisation différente des variations de cette juste valeur par suite des modifications du risque de crédit de l'entité.

Une entité doit appliquer IFRS 9 pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2015 et, si elle l'applique avant cette date, elle doit également respecter certaines des dispositions transitoires. Cenovus examine actuellement l'incidence de l'adoption d'IFRS 9 sur ses états financiers consolidés.

### **Présentation des autres éléments du résultat global**

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

### **Compensation des actifs financiers et des passifs financiers**

En décembre 2011, l'IASB a publié les normes modifiées suivantes :

- IFRS 7, *Instruments financiers : informations à fournir* (« IFRS 7 »), a été modifiée pour que soient fournies des informations quantitatives plus nombreuses à l'égard des instruments financiers qui sont compensés dans l'état de la situation financière ou sont visés par des conventions de compensation globale exécutoires ou autres ententes semblables.
- IAS 32, *Instruments financiers : présentation* (« IAS 32 »), a été modifiée afin de clarifier les exigences relatives à la compensation des actifs financiers et des passifs financiers. La norme modifiée stipule que le droit à compensation doit pouvoir être exercé à la date courante et ne doit pas être conditionnel à la survenance d'un événement futur.

La version modifiée d'IFRS 7 s'applique pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013 et la version modifiée d'IAS 32 s'applique pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2014, dans les deux cas avec application rétrospective. La société prévoit qu'IFRS 7 et IAS 32 auront une incidence négligeable sur les états financiers consolidés.

## ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

---

La direction, notamment le président et chef de la direction et le vice-président directeur et chef des finances, a procédé à une évaluation de la conception et de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière (le « CIIF ») et des contrôles et procédures de communication de l'information (les « CPCI ») au 31 décembre 2012. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le CIIF et les CPCI étaient efficaces au 31 décembre 2012.

L'efficacité du CIIF de la société a fait l'objet d'un audit par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., cabinet d'experts-comptables indépendant, comme il est mentionné dans le rapport de l'auditeur indépendant que celui-ci a délivré et qui est joint aux états financiers consolidés audités de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2012.

Aucun changement n'a été apporté au CIIF au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012 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.

## TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE

---

Cenovus entend exploiter son entreprise de façon responsable et intégrer ses principes en matière de responsabilité d'entreprise à son mode de conduite des affaires. Cenovus comprend bien qu'il est important de faire rapport aux parties prenantes de façon transparente et responsable. La société communique non seulement l'information exigée par les lois et règlements, mais aussi de l'information qui décrit plus amplement ses activités, ses politiques, les possibilités qui s'ouvrent à elle et les risques qu'elle court.

Sa politique en matière de responsabilité d'entreprise continue d'orienter ses engagements, sa stratégie et sa communication d'information tout en cadrant avec ses objectifs et procédés de nature commerciale. À l'avenir, Cenovus verra à ce que la communication de l'information en matière de responsabilité d'entreprise corresponde à cette politique et soit axée sur l'amélioration de la performance. Pour ce faire, elle assurera le suivi et le contrôle continu de ses indicateurs de performance en matière de responsabilité d'entreprise. Cette politique peut être consultée dans le site Web de Cenovus, à [www.cenovus.com](http://www.cenovus.com).

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

La politique en matière de responsabilité d'entreprise de Cenovus met l'accent sur son engagement envers la protection de la santé et de la sécurité de tous ceux qui sont touchés par ses activités, notamment ses effectifs et les collectivités où elle est en exploitation. Cenovus s'engage à ne jamais mettre en péril la santé et la sécurité de quiconque dans l'exercice de ses activités. Elle s'efforce de fournir un milieu de travail sécuritaire et sain et elle s'attend à ce que ses salariés se conforment aux pratiques en matière de santé et de sécurité établies en vue de leur protection. En outre, sa politique aborde la gestion d'intervention d'urgence, l'investissement dans les projets axés sur l'efficacité, dans les nouvelles technologies et dans la recherche ainsi que l'adhésion aux principes de la Déclaration universelle des droits de l'homme.

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

En septembre 2012, la société a été intégrée à l'indice *Dow Jones Sustainability World Index* (l'« indice DJ Monde ») pour la première fois, et elle fait partie de l'indice *Dow Jones Sustainability North America* pour la troisième année de suite. Cenovus est la seule société canadienne intégrée de pétrole et de gaz à avoir été inscrite à l'indice DJ Monde en 2012. Cet indice regroupe, parmi les 2 500 plus grandes sociétés composant l'indice *Dow Jones Global Total Stock Market Index*, celles qui compose le premier décile en matière de responsabilité d'entreprise. En octobre 2012, pour la troisième année de suite, le leadership de Cenovus en matière de communication de l'information sur les émissions de GES a été reconnu, puisque la société a été intégrée à l'indice appelé *Carbon Disclosure Leadership Index* pour le Canada. En janvier 2013, la société a été inscrite pour la première fois sur la liste *Corporate Knights Global 100* pour 2013, qui distingue les sociétés les plus durables du monde.

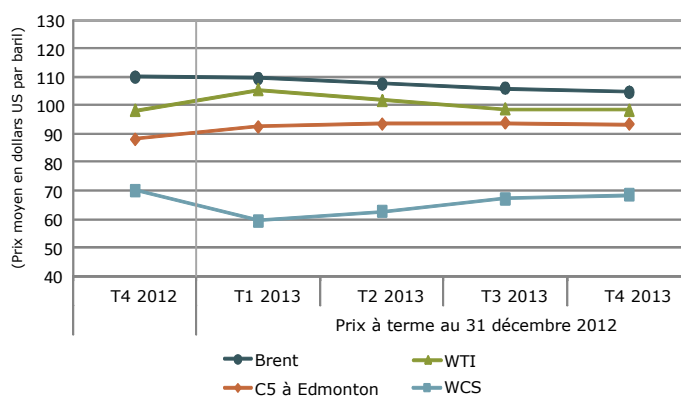
## PERSPECTIVES

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 :

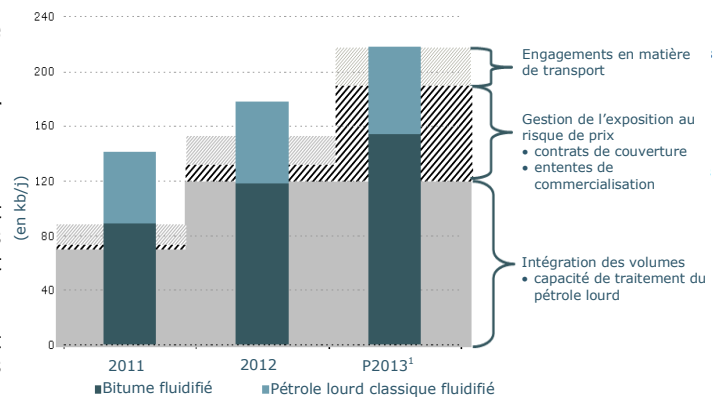
- les perspectives globales pour les prix du pétrole brut resteront étroitement liées à la croissance économique mondiale et aux interruptions de la production. À court terme, les prix resteront sans doute volatils et sensibles aux attentes sur les marchés;
- les écarts Brent-WTI devraient rétrécir au 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. Les prix de toute la gamme de WCSB suivront cette tendance à la baisse, mais le pétrole lourd WCS devrait se tenir un peu mieux, au second semestre de 2013, lorsque de nouvelles capacités de cokéfaction s'ouvriront dans le Midwest des États-Unis;
- 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, pourvu que les conditions météorologiques aient les normes historiques, car l'offre croît moins rapidement maintenant que l'activité 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, puisque ces derniers sont fortement reliés aux prix du Brent.
- 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 au Canada



1) Capacité de production brute prévue.

### 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 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.

#### 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 présent rapport de gestion. Les actionnaires de Cenovus sont également invités à consulter les indications de 2013 publiées sur le site Web de la société à l'adresse [www.cenovus.com](http://www.cenovus.com) à l'occasion de la parution du communiqué de presse de décembre 2012.

#### Affectation des capitaux à l'avenir

La société continuera d'élaborer des stratégies en matière d'investissement et de rendement pour les actionnaires. Nous sommes d'avis que notre solide performance opérationnelle se traduira par une performance financière vigoureuse. Les flux de trésorerie futurs seront comme toujours répartis selon une approche disciplinée articulée autour des priorités suivantes :

- 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 pour les 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.

Les dividendes futurs seront versés au gré du conseil et seront réexaminés tous les trimestres.

## MISE EN GARDE

---

### Information prospective

Le présent document contient des énoncés prospectifs et d'autres informations (collectivement, l'« information prospective ») à propos des attentes, des estimations et des projections de la société à la lumière de son expérience et de sa perception des tendances historiques. L'information prospective dans le présent document se reconnaît à des termes comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « cibler », « projeter » 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 [www.cenovus.com](http://www.cenovus.com)); les dépenses d'investissement prévues par Cenovus, la souplesse des budgets d'immobilisations prévues et leurs sources de financement connexes; 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/BAIIA ajusté et d'un ratio dette/capitaux permanents souhaitables; la capacité de Cenovus de faire appel à des sources diverses de capitaux d'emprunt et de capitaux propres; la précision des estimations des réserves, des ressources et de la production future; la capacité de Cenovus de remplacer et d'accroître ses réserves de pétrole et de gaz; la capacité de Cenovus de maintenir ses relations avec ses partenaires et de parvenir à gérer et à exploiter ses activités intégrées de pétrole lourd; la fiabilité des actifs de Cenovus; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et de processus de fabrication; les marges liées aux activités de raffinage et de commercialisation; l'accueil éventuellement défavorable réservé aux nouveaux produits sur le marché; les hausses de coût ou difficultés techniques imprévues relativement à la construction ou à la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés imprévues dans la production, le transport et le raffinage du pétrole brut en produits pétroliers et chimiques; les risques liés à la technologie et à son application dans le cadre des activités de Cenovus; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; la capacité de Cenovus 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; 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 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 [www.cenovus.com](http://www.cenovus.com).

### Information sur le pétrole et le gaz

Les estimations de ressources éventuelles et prometteuses de bitume ont été préparées en date du 31 décembre 2012 par McDaniel & Associates Consultants Ltd., évaluateur de réserves qualifié indépendant. Les estimations sont établies en conformité avec le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* et sont conformes au Règlement 51-101.

Les ressources éventuelles sont les quantités de bitume estimatives, à une date donnée, qui seront éventuellement récupérables à partir d'accumulations connues à l'aide d'une technique établie ou d'une technique en cours de mise au point, mais qui ne sont pas actuellement considérées comme récupérables sur le plan commercial par suite d'une ou de plusieurs éventualités. Les éventualités peuvent comprendre plusieurs facteurs, par exemple, des questions d'ordre économique, juridique, environnemental, politique et réglementaire, ou l'absence de marchés. Il convient également de classer à titre de ressources éventuelles les quantités découvertes estimatives récupérables associées à un projet qui en est au début de son stade d'évaluation. Les ressources éventuelles sont classées en fonction du degré de certitude associé aux estimations formulées, et peuvent être encore subdivisées en fonction de la maturité du projet ou du statut économique des ressources. L'estimation des ressources éventuelles n'a pas été ajustée en fonction des risques liés à la probabilité de mise en valeur. Pour une analyse des éventualités visant les ressources éventuelles de la société, se reporter à la rubrique « Réserves et ressources de pétrole et de gaz » du présent rapport de gestion.

Les ressources éventuelles économiques sont les ressources éventuelles actuellement récupérables sur le plan économique d'après des projections précises en matière de prix et coûts des marchandises. Dans le cas de Cenovus, les ressources éventuelles ont été évaluées à l'aide des mêmes hypothèses de prix des marchandises qui ont servi à la préparation de l'évaluation des réserves pour 2012, laquelle est conforme au Règlement 51-101.

Les ressources prometteuses sont les quantités de bitume estimatives, à une date donnée, qui sont éventuellement récupérables à partir d'accumulations non découvertes par la mise en œuvre de projets de mise en valeur futurs. Les ressources prometteuses disposent à la fois d'une possibilité associée de découverte et d'une possibilité de mise en valeur. Les ressources prometteuses sont par la suite classées en fonction du degré de certitude lié aux quantités récupérables estimatives dans l'hypothèse de leur découverte et mise en valeur et peuvent faire l'objet d'une sous-classification en fonction de l'avancement du projet. L'estimation par Cenovus des ressources prometteuses n'a pas été ajustée en fonction des risques liés à la probabilité de récupération ou de mise en valeur.

La meilleure estimation s'entend de l'estimation la plus précise de la quantité de ressources qui sera réellement récupérée. Il est également probable que les quantités effectivement récupérées soient supérieures ou inférieures à la meilleure estimation. Dans le cas des ressources faisant l'objet d'une meilleure estimation, le coefficient de probabilité que les quantités effectivement récupérées soient égales ou supérieures à l'estimation est de 50 %.

L'estimation basse s'entend d'une estimation prudente de la quantité de ressources qui sera réellement récupérée. Il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées soient supérieures à l'estimation basse. Les ressources incluses dans les ressources visées par l'estimation basse sont celles dont le coefficient de probabilité que les quantités effectivement récupérées soient égales ou supérieures à l'estimation est le plus élevé, soit 90 %.

L'estimation haute s'entend d'une estimation optimiste de la quantité de ressources qui sera réellement récupérée. Il est peu probable que les quantités restantes effectivement récupérées soient égales ou supérieures à l'estimation haute. Les ressources incluses dans les ressources visées par l'estimation haute sont celles dont le coefficient de probabilité que les quantités effectivement récupérées soient égales ou supérieures à l'estimation est le moins élevé, soit 10 %.

Les ressources éventuelles ont été estimées au niveau des projets individuels, puis regroupées aux fins de la communication de l'information. Les volumes assortis d'une estimation haute et d'une estimation basse sont les sommes arithmétiques d'estimations multiples qui, d'après les principes statistiques, peuvent être trompeuses en ce qui concerne les volumes réellement récupérés. Étant donné que les résultats sont regroupés aux fins de la communication de l'information, les estimations basses indiquées peuvent être assorties d'un coefficient de probabilité supérieur à celui des estimations relatives aux projets individuels, et les estimations hautes peuvent être assorties d'un coefficient de probabilité inférieur à celui des estimations relatives aux projets individuels.

Pour de plus amples renseignements sur les réserves et ressources de pétrole et de gaz de Cenovus, il y a lieu de se reporter à la notice annuelle et au rapport sur formulaire 40-F de Cenovus 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 [www.cenovus.com](http://www.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
MC	Marque de commerce de Cenovus Energy Inc.		





## **Cenovus Energy Inc.**

États financiers consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2012

(en dollars canadiens)

# Rapport de la direction

## **Responsabilité de la direction relativement aux états financiers consolidés**

La direction est responsable des états financiers consolidés ci-joints de Cenovus Energy Inc. Les états financiers consolidés ont été établis par la direction en dollars canadiens selon les Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board et comprennent certaines estimations que la direction a jugées les plus appropriées.

Le conseil d'administration a approuvé l'information contenue dans les états financiers consolidés. Il s'acquitte de sa responsabilité à l'égard de ces états financiers principalement par l'entremise de son comité d'audit, formé de trois administrateurs indépendants. Le comité d'audit a un mandat écrit qui respecte les exigences actuelles des lois canadiennes sur les valeurs mobilières et de la loi américaine intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002* et, en principe, il se conforme volontairement aux lignes directrices sur les comités d'audit établies par la New York Stock Exchange. Le comité d'audit se réunit avec la direction et les auditeurs indépendants au moins une fois par trimestre pour passer en revue et approuver les états financiers consolidés et le rapport de gestion intermédiaires avant leur publication, et une fois par année pour examiner les états financiers consolidés et le rapport de gestion annuels et recommander leur approbation au conseil d'administration.

## **Évaluation faite par la direction relativement aux contrôles internes à l'égard de l'information financière**

La direction est aussi responsable de la mise en place et du maintien d'un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière. Le système de contrôle interne a été conçu de façon à fournir à la direction une assurance raisonnable eu égard à la préparation et à la présentation des états financiers consolidés.

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.

La direction a procédé à une évaluation de la conception et de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2012 selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace au 31 décembre 2012.

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., cabinet d'experts-comptables indépendant, a été mandaté pour effectuer l'audit et exprimer des opinions indépendantes sur les états financiers consolidés et sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2012, lesquelles sont exprimées dans son rapport d'audit daté du 13 février 2013. PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. a exprimé de telles opinions.

Le président et  
chef de la direction de  
Cenovus Energy Inc.,

(signé)  
**Brian C. Ferguson**

**Le 13 février 2013**

Le vice-président directeur et  
chef des finances de  
Cenovus Energy Inc.,

(signé)  
**Ivor M. Ruste**

# Rapport de l'auditeur indépendant

## **Aux actionnaires de Cenovus Energy Inc.**

Nous avons effectué l'audit intégré des états financiers consolidés de 2012 et de 2011 de Cenovus Energy Inc. et de son contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2012 et l'audit de ses états financiers consolidés de 2010. Nos opinions, qui se fondent sur nos audits, sont présentées ci-après.

## **Rapport sur les états financiers consolidés**

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de Cenovus Energy Inc., qui comprennent les états consolidés de la situation financière aux 31 décembre 2012 et 31 décembre 2011 ainsi que les états consolidés des résultats et du résultat global, les états consolidés des variations des capitaux propres et les tableaux consolidés des flux de trésorerie de chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2012 et les notes annexes, notamment un résumé des principales méthodes comptables et autres renseignements explicatifs.

## **Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés**

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

## **Responsabilité de l'auditeur**

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés en nous fondant sur nos audits. Nous avons effectué nos audits conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada et aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes exigent que l'audit soit planifié et exécuté de manière à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Les normes d'audit généralement reconnues du Canada requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants, par sondages, concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève du jugement de l'auditeur, et notamment de son évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, l'auditeur prend en considération le contrôle interne de la société portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des principes et des méthodes comptables retenus et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit sur les états financiers consolidés.

## **Opinion**

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de Cenovus Energy Inc. aux 31 décembre 2012 et 31 décembre 2011 ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2012 selon les Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board.

## **Rapport sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière**

Nous avons aussi audité le contrôle interne de Cenovus Energy Inc. à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2012, selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission.

## **Responsabilité de la direction pour le contrôle interne à l'égard de l'information financière**

La direction est responsable du maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et de son évaluation de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière présentée dans le rapport de la direction inclus dans les présentes.

### **Responsabilité de l'auditeur**

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de la société à l'égard de l'information financière en nous fondant sur notre audit. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a été effectué conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes exigent que l'audit soit planifié et exécuté de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace de l'information financière a été maintenu, à tous les égards importants.

L'audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière comporte l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, l'appréciation du risque de faiblesse importante, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière en fonction de notre appréciation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

Nous estimons que notre audit constitue un fondement raisonnable à l'expression de notre opinion sur le contrôle interne de la société à l'égard de l'information financière.

### **Définition du contrôle interne à l'égard de l'information financière**

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une entité est un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus, et qui comprend les politiques et procédures qui : i) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de l'entité; ii) fournissent l'assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour permettre l'établissement des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de l'entité ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration; iii) fournissent l'assurance raisonnable que toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de l'entité qui pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers est soit interdite, soit détectée à temps.

### **Limites inhérentes**

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines inexactitudes. 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.

### **Opinion**

À notre avis, Cenovus Energy Inc. maintenant, à tous les égards importants, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2012 selon les critères établis dans le document *Internal Control - Integrated Framework* publié par le COSO.

(signé)

**PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.**  
Comptables agréés  
Calgary (Alberta) Canada

**Le 13 février 2013**

# ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS ET DU RÉSULTAT GLOBAL

Pour les exercices clos les 31 décembre  
(en M\$, sauf les données par action)

	Notes	2012	2011	2010
<b>Produits des activités ordinaires</b>	1			
Chiffre d'affaires brut		17 229	16 185	13 090
Moins les redevances		387	489	449
		<b>16 842</b>	15 696	12 641
<b>Charges</b>	1			
Marchandises achetées		9 223	9 090	7 551
Frais de transport et de fluidification		1 798	1 369	1 065
Charges opérationnelles		1 682	1 406	1 286
Taxe sur la production et impôts miniers		37	36	34
(Profit) perte lié à la gestion des risques	31	(393)	(248)	(324)
Amortissement et épuisement	16	1 585	1 295	1 302
Perte de valeur du goodwill	19	393	-	-
Coûts de prospection	15	68	-	3
Frais généraux et frais d'administration		352	295	246
Charges financières	5	455	447	498
Produits d'intérêts	6	(109)	(124)	(144)
(Profit) perte de change, montant net	7	(20)	26	(51)
(Profit) perte à la sortie d'actifs	17	-	(107)	(116)
Autre (profit) perte, montant net		(5)	4	(13)
<b>Résultat avant impôt sur le résultat</b>		<b>1 776</b>	2 207	1 304
Charge d'impôt sur le résultat	8	783	729	223
<b>Résultat net</b>		<b>993</b>	1 478	1 081
<b>Autres éléments du résultat global, moins l'impôt</b>				
Écart de change		(24)	48	71
<b>Résultat global</b>		<b>969</b>	1 526	1 152
<b>Résultat net par action ordinaire</b>	9			
De base		1,31 \$	1,96 \$	1,44 \$
Dilué		1,31 \$	1,95 \$	1,43 \$

Se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

# ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

31 décembre  
(en M\$)

	Notes	2012	2011
<b>Actif</b>			
<b>Actif courant</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	10	1 160	495
Comptes débiteurs et produits à recevoir	11	1 464	1 405
Partie courante de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise	12	384	372
Stocks	13	1 288	1 291
Gestion des risques	31	283	232
Actifs détenus en vue de la vente	14	-	116
		<b>4 579</b>	<b>3 911</b>
<b>Actif courant</b>			
Actifs de prospection et d'évaluation	1,15	1 285	880
Immobilisations corporelles, montant net	1,16	16 152	14 324
Effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise	12	1 398	1 822
Gestion des risques	31	5	52
Impôt sur le résultat à recouvrer		-	29
Autres actifs	18	58	44
Goodwill	1,19	739	1 132
		<b>24 216</b>	<b>22 194</b>
<b>Total de l'actif</b>			
<b>Passif et capitaux propres</b>			
<b>Passif courant</b>			
Comptes créditeurs et charges à payer	20	2 650	2 579
Impôt sur le résultat à payer		217	329
Partie courante de l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise	12	386	372
Gestion des risques	31	17	54
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	14	-	54
		<b>3 270</b>	<b>3 388</b>
<b>Passif courant</b>			
Dette à long terme	21	4 679	3 527
Effet à payer lié à l'apport à la coentreprise	12	1 426	1 853
Gestion des risques	31	1	14
Passifs relatifs au démantèlement	22	2 315	1 777
Autres passifs	23	151	128
Impôt différé	8	2 568	2 101
		<b>14 410</b>	<b>12 788</b>
<b>Total du passif</b>			
Capitaux propres		<b>9 806</b>	<b>9 406</b>
		<b>24 216</b>	<b>22 194</b>
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>			
Engagements et éventualités	33		

Se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

Approuvé par le Conseil d'administration,

(signé)

**Michael A. Grandin**  
Administrateur  
Cenovus Energy Inc.

(signé)

**Colin Taylor**  
Administrateur  
Cenovus Energy Inc.

# ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(en M\$)

	Capital social (note 25)	Surplus d'apport (note 25)	Résultats non distribués	CAERG <sup>1)</sup>	Total
<b>Solde au 1<sup>er</sup> janvier 2010</b>	3 681	4 083	45	-	7 809
Résultat net	-	-	1 081	-	1 081
Autres éléments du résultat global	-	-	-	71	71
Total du résultat global pour l'exercice	-	-	1 081	71	1 152
Actions ordinaires émises aux termes de régimes d'options sur actions	35	-	-	-	35
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	(601)	-	(601)
<b>Solde au 31 décembre 2010</b>	3 716	4 083	525	71	8 395
Résultat net	-	-	1 478	-	1 478
Autres éléments du résultat global	-	-	-	48	48
Total du résultat global pour l'exercice	-	-	1 478	48	1 526
Actions ordinaires émises aux termes de régimes d'options sur actions	64	-	-	-	64
Charge de rémunération fondée sur des actions	-	24	-	-	24
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	(603)	-	(603)
<b>Solde au 31 décembre 2011</b>	3 780	4 107	1 400	119	9 406
Résultat net	-	-	993	-	993
Autres éléments du résultat global	-	-	-	(24)	(24)
Total du résultat global pour l'exercice	-	-	993	(24)	969
Actions ordinaires émises aux termes de régimes d'options sur actions	49	-	-	-	49
Charge de rémunération fondée sur des actions	-	47	-	-	47
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	(665)	-	(665)
<b>Solde au 31 décembre 2012</b>	<b>3 829</b>	<b>4 154</b>	<b>1 728</b>	<b>95</b>	<b>9 806</b>

1) Cumul des autres éléments du résultat global.

Se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

# TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Pour les exercices clos les 31 décembre  
(en M\$)

	Notes	2012	2011	2010
<b>Activités opérationnelles</b>				
Résultat net		993	1 478	1 081
Amortissement et épuisement		1 585	1 295	1 302
Perte de valeur du goodwill		393	-	-
Coûts de prospection		68	-	-
Impôt différé	8	474	575	141
Flux de trésorerie d'impôt à la sortie d'actifs		-	13	-
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	31	(57)	(180)	(46)
(Profit) perte de change latent	7	(70)	(42)	(69)
(Profit) perte à la sortie d'actifs	17	-	(107)	(116)
Désactualisation des passifs relatifs au démantèlement	5,22	86	75	75
Autres		171	169	44
		<b>3 643</b>	<b>3 276</b>	<b>2 412</b>
Variation nette des autres actifs et passifs		(113)	(82)	(55)
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie		(110)	79	234
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>		<b>3 420</b>	<b>3 273</b>	<b>2 591</b>
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses d'investissement – actifs de prospection et d'évaluation	15	(654)	(527)	(350)
Dépenses d'investissement – immobilisations corporelles	16	(2 795)	(2 265)	(1 851)
Produit tiré de la sortie d'actifs		76	173	309
Flux de trésorerie d'impôt à la sortie d'actifs		-	(13)	-
Variation nette des investissements et autres		(13)	(28)	4
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie		50	130	95
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement</b>		<b>(3 336)</b>	<b>(2 530)</b>	<b>(1 793)</b>
<b>Flux de trésorerie avant les activités de financement, montant net</b>		<b>84</b>	<b>743</b>	<b>798</b>
<b>Activités de financement</b>				
Émission (remboursement) d'emprunts à court terme, montant net		3	(9)	-
Émission (remboursement) de titres d'emprunt à long terme renouvelables, montant net		-	-	(58)
Émission de titres d'emprunt		1 219	-	-
Produit tiré de l'émission d'actions ordinaires		37	48	28
Dividendes sur actions ordinaires	9	(665)	(603)	(601)
Autres		(2)	6	-
<b>Flux de trésorerie liés aux activités de financement</b>		<b>592</b>	<b>(558)</b>	<b>(631)</b>
<b>Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en devises</b>		<b>(11)</b>	<b>10</b>	<b>(22)</b>
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>		<b>665</b>	<b>195</b>	<b>145</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice</b>		<b>495</b>	<b>300</b>	<b>155</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice</b>		<b>1 160</b>	<b>495</b>	<b>300</b>

Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie

32

Se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.



## 1. DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE ET INFORMATIONS SECTORIELLES

---

Cenovus Energy Inc. et ses filiales (collectivement, « Cenovus » ou la « société ») sont engagées dans la mise en valeur, la production et la commercialisation de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel (« LGN ») au Canada et possèdent des installations de raffinage aux États-Unis (« É.-U. »).

Cenovus a commencé à être exploitée de façon indépendante le 1<sup>er</sup> décembre 2009, par suite du plan d'arrangement (l'« arrangement ») conclu avec Encana Corporation (« Encana »). Selon cet arrangement, Encana a été divisée en deux sociétés d'énergie indépendantes, soit Encana, société gazière, et Cenovus, société pétrolière. Dans le cadre de l'arrangement, les actionnaires ordinaires d'Encana ont reçu une action de chacune des deux nouvelles sociétés, Encana et Cenovus, contre chaque action d'Encana qu'ils détenaient.

Cenovus a été constituée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, et ses actions sont négociées à la Bourse de Toronto (« TSX ») et à celle de New York (« NYSE »). Son siège social et bureau administratif est situé au 2600, 500 Centre Street S.E., Calgary, Alberta, Canada, T2G 1A6. L'information sur la base d'établissement des présents états financiers consolidés se trouve à la note 2.

Les secteurs à présenter de la société sont les suivants :

- **Sables bitumineux**, secteur comprenant la mise en valeur et la production des actifs de bitume de Cenovus à Foster Creek, à Christina Lake et à Narrows Lake, de même que les actifs de pétrole lourd à Pelican Lake. Ce secteur comprend également les actifs et les projets de gaz naturel de l'Athabaska et divers projets encore aux premiers stades de la mise en valeur, comme Grand Rapids et Telephone Lake. Certains gisements exploités par la société dans le secteur des sables bitumineux, notamment Foster Creek, Christina Lake et 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 classique, de LGN et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan, dont le projet de récupération assistée des hydrocarbures au dioxyde de carbone de Weyburn et les nouvelles zones potentielles de pétrole avare.
- **Raffinage et commercialisation**, secteur centré sur le raffinage des produits de pétrole brut en pétrole raffiné et en produits chimiques, dans deux raffineries situées aux É.-U. Les raffineries sont détenues conjointement avec Phillips 66, société américaine non liée cotée en bourse, et exploitées par celle-ci. Ce secteur commercialise aussi le pétrole brut et le gaz naturel de Cenovus, ainsi que les produits achetés et vendus provenant de tiers qui offrent une souplesse opérationnelle accrue pour les engagements de transport, les types de produit, les points de livraison et la diversification de la clientèle.
- **Activités non sectorielles et éliminations**, qui comprend essentiellement les profits et pertes latents comptabilisés sur les instruments financiers dérivés, les profits et pertes à la sortie d'actifs et les frais généraux, frais d'administration et frais de financement liés à l'ensemble des activités de Cenovus. Lorsqu'un instrument financier est réglé, le profit ou la perte réalisé est comptabilisé dans le secteur opérationnel auquel se rapporte l'instrument. Les éliminations sont liées aux ventes, au résultat opérationnel et aux achats intersectoriels de produits, qui sont comptabilisés aux prix de cession interne en fonction des prix du marché courants, ainsi qu'au résultat intersectoriel non réalisé sur les stocks.

Les tableaux qui suivent présentent l'information financière d'abord par secteur et, ensuite, par produit et par emplacement géographique.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### A) Résultat opérationnel - Informations sectorielles et opérationnelles

Exercices clos les 31 décembre	Sables bitumineux			Hydrocarbures classiques			Raffinage et commercialisation		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010	2012	2011	2010
<b>Produits des activités ordinaires</b>									
Chiffre d'affaires brut	4 088	3 291	2 702	2 068	2 328	2 284	11 356	10 625	8 228
Moins les redevances	215	284	279	172	205	170	-	-	-
	<b>3 873</b>	<b>3 007</b>	<b>2 423</b>	<b>1 896</b>	<b>2 123</b>	<b>2 114</b>	<b>11 356</b>	<b>10 625</b>	<b>8 228</b>
<b>Charges</b>									
Marchandises achetées	-	-	-	-	-	-	9 506	9 149	7 674
Transport et fluidification	1 653	1 231	935	145	138	130	-	-	-
Charges opérationnelles	584	438	367	513	488	434	587	481	488
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	-	37	36	34	-	-	-
(Profit) perte à la gestion des risques	(80)	70	(10)	(252)	(152)	(258)	(4)	14	(10)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>1 716</b>	<b>1 268</b>	<b>1 131</b>	<b>1 453</b>	<b>1 613</b>	<b>1 774</b>	<b>1 267</b>	<b>981</b>	<b>76</b>
Amortissement et épuisement	482	347	375	905	778	799	146	130	96
Perte de valeur du goodwill	-	-	-	393	-	-	-	-	-
Coûts de prospection	-	-	3	68	-	-	-	-	-
<b>Résultat sectoriel</b>	<b>1 234</b>	<b>921</b>	<b>753</b>	<b>87</b>	<b>835</b>	<b>975</b>	<b>1 121</b>	<b>851</b>	<b>(20)</b>

Exercices clos les 31 décembre	Activités non sectorielles et éliminations			Résultat consolidé		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
<b>Produits des activités ordinaires</b>						
Chiffre d'affaires brut	(283)	(59)	(124)	17 229	16 185	13 090
Moins les redevances	-	-	-	387	489	449
	<b>(283)</b>	<b>(59)</b>	<b>(124)</b>	<b>16 842</b>	<b>15 696</b>	<b>12 641</b>
<b>Charges</b>						
Marchandises achetées	(283)	(59)	(123)	9 223	9 090	7 551
Transport et fluidification	-	-	-	1 798	1 369	1 065
Charges opérationnelles	(2)	(1)	(3)	1 682	1 406	1 286
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	-	37	36	34
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(57)	(180)	(46)	(393)	(248)	(324)
	<b>59</b>	<b>181</b>	<b>48</b>	<b>4 495</b>	<b>4 043</b>	<b>3 029</b>
Amortissement et épuisement	52	40	32	1 585	1 295	1 302
Perte de valeur du goodwill	-	-	-	393	-	-
Coûts de prospection	-	-	-	68	-	3
<b>Résultat sectoriel</b>	<b>7</b>	<b>141</b>	<b>16</b>	<b>2 449</b>	<b>2 748</b>	<b>1 724</b>
Frais généraux et frais d'administration	352	295	246	352	295	246
Charges financières	455	447	498	455	447	498
Produits d'intérêts	(109)	(124)	(144)	(109)	(124)	(144)
(Profit) perte de change, montant net	(20)	26	(51)	(20)	26	(51)
(Profit) perte à la sortie d'actifs	-	(107)	(116)	-	(107)	(116)
Autre (profit) perte, montant net	(5)	4	(13)	(5)	4	(13)
	<b>673</b>	<b>541</b>	<b>420</b>	<b>673</b>	<b>541</b>	<b>420</b>
<b>Résultat avant impôt</b>				<b>1 776</b>	<b>2 207</b>	<b>1 304</b>
Charge d'impôt sur le résultat				783	729	223
<b>Résultat net</b>				<b>993</b>	<b>1 478</b>	<b>1 081</b>

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### B) Résultats financiers par produit en amont

Exercices clos les 31 décembre	Pétrole brut et LGN								
	Sables bitumineux			Hydrocarbures classiques			Total		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010	2012	2011	2010
<b>Produits des activités ordinaires</b>									
Chiffre d'affaires brut	4 037	3 217	2 610	1 559	1 492	1 229	5 596	4 709	3 839
Moins les redevances	215	282	276	166	193	153	381	475	429
	<b>3 822</b>	<b>2 935</b>	<b>2 334</b>	<b>1 393</b>	<b>1 299</b>	<b>1 076</b>	<b>5 215</b>	<b>4 234</b>	<b>3 410</b>
<b>Charges</b>									
Transport et fluidification	1 651	1 229	934	126	104	86	1 777	1 333	1 020
Charges opérationnelles	548	409	339	294	244	199	842	653	538
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	-	34	27	28	34	27	28
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(62)	87	14	(23)	43	5	(85)	130	19
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>1 685</b>	<b>1 210</b>	<b>1 047</b>	<b>962</b>	<b>881</b>	<b>758</b>	<b>2 647</b>	<b>2 091</b>	<b>1 805</b>

Exercices clos les 31 décembre	Gaz naturel								
	Sables bitumineux			Hydrocarbures classiques			Total		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010	2012	2011	2010
<b>Produits des activités ordinaires</b>									
Chiffre d'affaires brut	40	63	78	496	825	1 042	536	888	1 120
Moins les redevances	-	2	1	6	12	17	6	14	18
	<b>40</b>	<b>61</b>	<b>77</b>	<b>490</b>	<b>813</b>	<b>1 025</b>	<b>530</b>	<b>874</b>	<b>1 102</b>
<b>Charges</b>									
Transport et fluidification	2	2	1	19	34	44	21	36	45
Charges opérationnelles	25	24	23	215	240	231	240	264	254
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	-	3	9	6	3	9	6
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(18)	(17)	(24)	(229)	(195)	(263)	(247)	(212)	(287)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>31</b>	<b>52</b>	<b>77</b>	<b>482</b>	<b>725</b>	<b>1 007</b>	<b>513</b>	<b>777</b>	<b>1 084</b>

Exercices clos les 31 décembre	Autres								
	Sables bitumineux			Hydrocarbures classiques			Total		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010	2012	2011	2010
<b>Produits des activités ordinaires</b>									
Chiffre d'affaires brut	11	11	14	13	11	13	24	22	27
Moins les redevances	-	-	2	-	-	-	-	-	2
	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>11</b>	<b>13</b>	<b>24</b>	<b>22</b>	<b>25</b>
<b>Charges</b>									
Transport et fluidification	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Charges opérationnelles	11	5	5	4	4	4	15	9	9
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>-</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>13</b>	<b>16</b>

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### B) Résultats financiers par produit en amont (suite)

Exercices clos les 31 décembre	Total par produit en amont								
	Sables bitumineux			Hydrocarbures classiques			Total		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010	2012	2011	2010
<b>Produits des activités ordinaires</b>									
Chiffre d'affaires brut	4 088	3 291	2 702	2 068	2 328	2 284	6 156	5 619	4 986
Moins les redevances	215	284	279	172	205	170	387	489	449
	<b>3 873</b>	<b>3 007</b>	<b>2 423</b>	<b>1 896</b>	<b>2 123</b>	<b>2 114</b>	<b>5 769</b>	<b>5 130</b>	<b>4 537</b>
<b>Charges</b>									
Transport et fluidification	1 653	1 231	935	145	138	130	1 798	1 369	1 065
Charges opérationnelles	584	438	367	513	488	434	1 097	926	801
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	-	37	36	34	37	36	34
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(80)	70	(10)	(252)	(152)	(258)	(332)	(82)	(268)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>1 716</b>	<b>1 268</b>	<b>1 131</b>	<b>1 453</b>	<b>1 613</b>	<b>1 774</b>	<b>3 169</b>	<b>2 881</b>	<b>2 905</b>

### C) Information géographique

Exercices clos les 31 décembre	Canada			États-Unis			Chiffres consolidés		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010	2012	2011	2010
<b>Produits des activités ordinaires</b>									
Chiffre d'affaires brut	8 069	7 513	6 466	9 160	8 672	6 624	17 229	16 185	13 090
Moins les redevances	387	489	449	-	-	-	387	489	449
	<b>7 682</b>	<b>7 024</b>	<b>6 017</b>	<b>9 160</b>	<b>8 672</b>	<b>6 624</b>	<b>16 842</b>	<b>15 696</b>	<b>12 641</b>
<b>Charges</b>									
Marchandises achetées	1 884	1 867	1 456	7 339	7 223	6 095	9 223	9 090	7 551
Transport et fluidification	1 798	1 369	1 065	-	-	-	1 798	1 369	1 065
Charges opérationnelles	1 118	947	814	564	459	472	1 682	1 406	1 286
Taxes sur la production et impôts miniers	37	36	34	-	-	-	37	36	34
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(385)	(255)	(322)	(8)	7	(2)	(393)	(248)	(324)
	<b>3 230</b>	<b>3 060</b>	<b>2 970</b>	<b>1 265</b>	<b>983</b>	<b>59</b>	<b>4 495</b>	<b>4 043</b>	<b>3 029</b>
Amortissement et épuisement	1 439	1 165	1 216	146	130	86	1 585	1 295	1 302
Perte de valeur du goodwill	393	-	-	-	-	-	393	-	-
Coûts de prospection	68	-	3	-	-	-	68	-	3
<b>Résultat sectoriel</b>	<b>1 330</b>	<b>1 895</b>	<b>1 751</b>	<b>1 119</b>	<b>853</b>	<b>(27)</b>	<b>2 449</b>	<b>2 748</b>	<b>1 724</b>

Les secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques exercent leurs activités au Canada. Les deux usines de raffinage de Cenovus sont situées et exploitées aux É.-U. Le pétrole brut et le gaz naturel de Cenovus, dont la production se fait au Canada, ainsi que les produits achetés et vendus provenant de tiers sont commercialisés au Canada. Les ventes de produits physiques réglées aux É.-U. sont considérées comme des ventes à l'exportation conclues par une entreprise canadienne. Le secteur Activités non sectorielles et éliminations est imputé au Canada, hormis le profit ou la perte latent lié à la gestion des risques, qui est imputé au pays de résidence de l'entité effectuant l'opération concernée.

#### Ventes à l'exportation

Les ventes de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN produits ou achetés au Canada qui ont été livrés à des clients situés à l'extérieur du Canada ont totalisé 671 M\$ (700 M\$ en 2011 et 646 M\$ en 2010).

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### D) Actifs de prospection et d'évaluation, immobilisations corporelles, goodwill et total de l'actif

#### Par secteur

31 décembre	Actifs de prospection et d'évaluation		Immobilisations corporelles	
	2012	2011	2012	2011
Sables bitumineux	1 110	741	7 764	6 224
Hydrocarbures classiques	175	139	4 929	4 668
Raffinage et commercialisation	-	-	3 088	3 200
Activités non sectorielles et éliminations	-	-	371	232
<b>Chiffres consolidés</b>	<b>1 285</b>	<b>880</b>	<b>16 152</b>	<b>14 324</b>
31 décembre	Goodwill		Total de l'actif	
	2012	2011	2012	2011
Sables bitumineux	739	739	11 972	10 524
Hydrocarbures classiques	-	393	5 304	5 566
Raffinage et commercialisation	-	-	5 018	4 927
Activités non sectorielles et éliminations	-	-	1 922	1 177
<b>Chiffres consolidés</b>	<b>739</b>	<b>1 132</b>	<b>24 216</b>	<b>22 194</b>

#### Par région

31 décembre	Actifs de prospection et d'évaluation		Immobilisations corporelles	
	2012	2011	2012	2011
Canada	1 285	880	13 065	11 124
États-Unis	-	-	3 087	3 200
<b>Chiffres consolidés</b>	<b>1 285</b>	<b>880</b>	<b>16 152</b>	<b>14 324</b>
31 décembre	Goodwill		Total de l'actif	
	2012	2011	2012	2011
Canada	739	1 132	19 744	17 536
États-Unis	-	-	4 472	4 658
<b>Chiffres consolidés</b>	<b>739</b>	<b>1 132</b>	<b>24 216</b>	<b>22 194</b>

### E) Dépenses d'investissement

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
<b>Investissements</b>			
Sables bitumineux	2 211	1 415	857
Hydrocarbures classiques	848	788	526
Raffinage et commercialisation	118	393	656
Activités non sectorielles	191	127	76
	<b>3 368</b>	<b>2 723</b>	<b>2 115</b>
<b>Acquisitions</b>			
Sables bitumineux <sup>2)</sup>	69	44	23
Hydrocarbures classiques	45	25	25
Raffinage et commercialisation	-	-	38
Activités non sectorielles	-	2	-
<b>Total<sup>1)</sup></b>	<b>3 482</b>	<b>2 794</b>	<b>2 201</b>

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

2) L'acquisition d'actifs de 2012 comprend la reprise d'un passif relatif au démantèlement de 33 M\$.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### Principaux clients

En ce qui a trait à la commercialisation et à la vente du pétrole brut, du gaz naturel et des produits raffinés appartenant à Cenovus et achetés par celle-ci, pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, Cenovus avait trois clients (deux en 2011 et deux en 2010) qui, pris individuellement, représentent plus de 10 % de son chiffre d'affaires brut consolidé. Les ventes effectuées à ces clients, d'importantes sociétés d'énergie de renommée internationale ayant une notation de première qualité, se sont élevées à approximativement 3 928 M\$, 3 300 M\$ et 2 839 M\$ (7 324 M\$ et 2 683 M\$ en 2011 et 5 376 M\$ et 2 295 M\$ en 2010).

## 2. BASE D'ÉTABLISSEMENT ET DÉCLARATION DE CONFORMITÉ

Dans les présents états financiers consolidés, tous les montants en dollars sont exprimés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les symboles « \$ CA » et « \$ » désignent le dollar canadien et le symbole « \$ US » désigne le dollar américain.

Les présents états financiers consolidés ont été dressés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB ») et selon l'interprétation fournie par l'International Financial Reporting Interpretations Committee (« IFRIC »). Les présents états financiers consolidés ont été préparés conformément aux IFRS.

Les présents états financiers consolidés ont été préparés selon la méthode du coût historique, sauf en ce qui a trait aux exceptions décrites dans les méthodes comptables de la société à la note 3.

Les présents états financiers consolidés de Cenovus ont été approuvés par le conseil d'administration le 13 février 2013.

## 3. SOMMAIRE DES MÉTHODES COMPTABLES

### A) Consolidation

Les états financiers consolidés intègrent les comptes de Cenovus et ceux de ses filiales. Les filiales sont des entités dont les méthodes financières et opérationnelles peuvent être régies par la société. Les filiales sont consolidées à partir de la date de prise de contrôle et restent consolidées jusqu'au moment de la perte de contrôle. Toutes les opérations intersociétés, les soldes ainsi que les profits et les pertes latents découlant d'opérations intersociétés sont éliminés à la consolidation.

Les participations dans des sociétés de personnes sous contrôle conjoint et dans des coentreprises non constituées en société, qui exercent certaines des activités de mise en valeur, de production et de raffinage de pétrole brut de Cenovus, sont comptabilisées selon la méthode de la consolidation proportionnelle, méthode selon laquelle les comptes consolidés reflètent la quote-part revenant à Cenovus des produits, des charges, de l'actif et du passif de ces comptes.

### B) Information sectorielle

La direction a établi les secteurs opérationnels en fonction de renseignements examinés périodiquement aux fins de prise de décisions, d'affectation des ressources et d'évaluation de la performance par les principaux décideurs de Cenovus en ce qui a trait aux activités opérationnelles. La société évalue la performance financière de ses secteurs opérationnels principalement en fonction des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

### C) Conversion des devises

#### Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

La monnaie de présentation de la société est le dollar canadien. Les actifs et les passifs des établissements de la société à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle est différente de la monnaie de présentation de la société sont convertis dans la monnaie de présentation aux cours de clôture de la période, tandis que les produits et les charges le sont au cours moyen de la période. Les profits et pertes de change se rapportant aux établissements à l'étranger sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, à titre d'écart de change.

Lorsque la société cède la totalité d'une participation dans un établissement à l'étranger ou qu'elle en perd le contrôle ou le contrôle conjoint ou que son influence n'est plus significative, les profits ou les pertes de change découlant de la participation et cumulés dans les autres éléments du résultat global sont constatés en résultat net. Lorsque la société cède une partie d'une participation dans un établissement à l'étranger qui demeure toutefois une filiale, un montant proportionnel des profits et des pertes cumulés dans les autres éléments du résultat global est réparti entre les participations qui donnent le contrôle et celles qui ne le donnent pas.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### Opérations et soldes

Les opérations en devises sont converties dans les monnaies fonctionnelles respectives aux cours du change en vigueur à la date de chacune des opérations. Les actifs et passifs monétaires de Cenovus libellés en devises sont convertis dans sa monnaie fonctionnelle au cours du change en vigueur à la date de clôture. Tout profit ou perte est porté aux états consolidés des résultats et du résultat global.

### D) Comptabilisation des produits et des produits d'intérêts

#### Ventes de marchandises

Les produits tirés de la vente de pétrole brut, de gaz naturel, de LGN, de produits du pétrole et de produits raffinés de Cenovus sont comptabilisés lors du transfert au client des risques et avantages significatifs attachés à la propriété de ces produits, lorsque le prix de vente et les coûts peuvent être évalués de façon fiable et que des avantages économiques futurs iront à la société. Ces conditions sont généralement remplies lors du transfert du titre de propriété du produit du client à la société. Les produits tirés de la production de pétrole brut et de gaz naturel représentent la quote-part de la société, déduction faite des redevances versées au gouvernement et autres titulaires de participations minières.

Les transactions d'achat et de vente de marchandises auprès d'une même partie conclues en considération l'une de l'autre sont comptabilisées au montant net. Les produits liés aux services offerts dans le cadre desquels Cenovus agit comme mandataire sont comptabilisés lorsque les services sont fournis.

#### Produits d'intérêts

Les produits d'intérêts sont comptabilisés selon la méthode du taux d'intérêt effectif à mesure que les intérêts sont cumulés.

### E) Frais de transport et de fluidification

Les frais liés au transport de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN, y compris le coût des diluants utilisés pour la fluidification, sont constatés lorsque le produit est vendu.

### F) Taxe sur la production et impôts miniers

Les frais payés aux titulaires de participations non minières qui sont fondés sur la production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN sont constatés lorsque le produit est vendu.

### G) Coûts de prospection

Les coûts engagés avant l'obtention des droits légaux de prospecter (les coûts de pré-prospection) sont comptabilisés en charges à titre de coûts de prospection au cours de la période durant laquelle ils sont engagés.

Les coûts engagés après l'obtention des droits légaux de prospecter sont initialement incorporés. S'il est établi que la faisabilité technique et la viabilité commerciale du champ, du projet ou de la zone sont impossibles ou si la société décide d'interrompre les activités de prospection et d'évaluation, les coûts cumulés non recouvrables sont comptabilisés en charges à titre de coûts de prospection.

### H) Régimes d'avantages sociaux

La société offre à ses salariés un régime de retraite, qui comprend une composante de cotisations définies et une composante de prestations définies, ainsi que d'autres avantages postérieurs à l'emploi.

La société comptabilise ses obligations découlant de la composante à prestations définies ainsi que les charges connexes, déduction faite des actifs des régimes.

Le coût du régime de retraite à prestations définies et des autres avantages postérieurs à l'emploi est établi par calculs actuariels selon la méthode des unités de crédit projetées d'après le nombre d'années de service et reflète les meilleures estimations de la direction concernant le rendement prévu des placements des régimes, la progression des salaires, l'âge de départ à la retraite des employés et les coûts futurs prévus des soins de santé.

La charge de retraite du régime à prestations définies tient compte du coût des prestations de retraite gagnées au cours de l'exercice, des charges d'intérêts sur les obligations découlant des régimes de retraite, du rendement attendu des actifs des régimes, de l'amortissement des ajustements découlant des modifications des régimes de retraite et de l'amortissement de l'excédent de l'écart actuariel net sur 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou sur 10 % de la juste valeur des actifs des régimes, selon le plus élevé des deux montants. L'amortissement est calculé selon la méthode linéaire sur une période englobant la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés couverts par les régimes, activités dont les droits ne sont pas encore acquis. Les prestations acquises aux termes des régimes sont amorties sur-le-champ.

La charge de retraite du régime à cotisations définies est inscrite lorsque les prestations sont gagnées.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### I) Impôt sur le résultat

L'impôt sur le résultat comprend les impôts exigibles et les impôts différés. Les impôts exigibles et différés sont comptabilisés sur une base non actualisée aux montants qui devraient être versés selon les taux et les législations adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture.

Cenovus utilise la méthode du report variable pour comptabiliser ses impôts sur le résultat. Selon cette méthode, la société constate l'impôt différé pour tenir compte de l'incidence de toute différence temporelle entre la valeur comptable et la base fiscale d'un actif ou d'un passif, au moyen des taux d'imposition quasi adoptés dont l'application est attendue lorsque l'actif sera réalisé ou le passif réglé. Les soldes d'impôt différé sont ajustés pour tenir compte des changements des taux d'imposition qui sont quasi adoptés, l'ajustement étant comptabilisé en résultat net au cours de la période où le changement se produit, sauf s'il se rapporte à des éléments qui sont passés en charges ou crédités directement aux capitaux propres ou dans les autres éléments du résultat global, auquel cas l'impôt différé est également comptabilisé dans les capitaux propres ou dans les autres éléments du résultat global, respectivement.

Un impôt différé est comptabilisé pour tenir compte des différences temporelles générées par des participations dans des filiales, quand la société exerce le contrôle sur le moment du renversement de la différence temporelle et qu'il est probable que celle-ci ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable qu'un bénéfice imposable sera réalisé dans l'avenir et qui pourra être compensé par les différences temporelles.

Les actifs et les passifs d'impôt différé ne sont compensés que s'ils sont générés par la même entité et dans le même territoire de compétence fiscale.

Les actifs et les passifs d'impôt différé sont présentés comme éléments non courants.

### J) Résultat net par action

Le résultat net de base par action ordinaire est calculé en divisant le résultat net par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période. Le résultat net dilué par action ordinaire est calculé en tenant compte de la dilution potentielle qui surviendrait si les options sur actions ou autres contrats d'émission d'actions ordinaires étaient exercés ou convertis en actions ordinaires. L'effet dilutif des options sur actions et des autres instruments ayant un effet potentiellement dilutif est établi selon la méthode du rachat d'actions. En vertu de cette méthode, il est présumé que le produit de l'exercice des options sur actions dans le cours est affecté au rachat d'actions ordinaires au cours moyen. Pour les contrats qui peuvent être réglés en trésorerie ou en actions au gré du porteur, l'option de règlement qui a l'effet dilutif le plus grand est employée pour calculer le résultat net dilué par action ordinaire.

### K) Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les placements à court terme, tels que des dépôts du marché monétaire ou des instruments de type similaire, dont l'échéance est d'au plus trois mois au moment de leur achat.

### L) Stocks

Les stocks de marchandises sont évalués au plus faible du coût ou de la valeur nette de réalisation, selon la méthode du premier entré, premier sorti ou celle du coût moyen pondéré. Le coût des stocks comprend tous les coûts engagés dans le cours normal des activités relativement à la fabrication et à l'emplacement actuel du produit. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimatif établi dans le cours normal des activités, moins les frais de vente attendus. Si la valeur comptable dépasse la valeur nette de réalisation, une dépréciation est constatée, celle-ci pouvant être reprise dans une période ultérieure si les circonstances y ayant donné lieu n'existent plus.

### M) Actifs (groupes destinés à être cédés) détenus en vue de la vente

Les actifs non courants ou les groupes destinés à être cédés sont classés comme détenus en vue de la vente si leur valeur comptable est essentiellement recouvrée par le biais d'une transaction de vente plutôt que par l'utilisation continue et si la vente est hautement probable. Les actifs détenus en vue de la vente sont évalués au plus faible de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée des frais de vente.

### N) Actifs de prospection et d'évaluation

Les coûts engagés après l'obtention du droit légal de prospecter une zone et avant l'établissement de la faisabilité technique et de la viabilité commerciale du secteur sont incorporés dans les actifs de prospection et d'évaluation. Ces coûts comprennent les coûts d'acquisition des permis, d'exécution d'études géologiques et géophysiques, de forage, d'échantillonnage et de démantèlement ainsi que d'autres coûts internes directement attribuables. Les actifs de prospection et d'évaluation ne sont pas amortis et font l'objet d'un report en avant jusqu'à ce que la



## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

faisabilité technique et la viabilité commerciale du terrain, du projet ou de la zone soient établies ou que les actifs soient considérés comme ayant subi une perte de valeur.

Une fois que la faisabilité technique et la viabilité commerciale du champ, du projet ou de la zone ont été établies, la valeur comptable des actifs liés au champ, à la zone ou au projet fait l'objet d'un test de dépréciation. La valeur comptable, déduction faite de toute perte de valeur, est alors reclassée dans les immobilisations corporelles.

Les coûts de prospection et d'évaluation font périodiquement l'objet d'examen de nature technique et commerciale, en plus d'être passés en revue par la direction, afin que la société puisse établir qu'elle a toujours l'intention de mettre en valeur les ressources concernées. Lorsqu'il est établi que la faisabilité technique et la viabilité commerciale du champ, du projet ou de la zone sont impossibles ou que la direction décide de ne pas y poursuivre d'activités de prospection et d'évaluation, les coûts non recouvrables cumulés sont comptabilisés en charges à titre de coûts de prospection au cours de la période où est prise la décision.

Les profits et les pertes découlant de la sortie des actifs de prospection et d'évaluation sont comptabilisés en résultat net.

### **O) Immobilisations corporelles**

#### **Actifs de mise en valeur et de production**

Les actifs de mise en valeur et de production sont évalués au coût, moins le cumul de l'amortissement et de l'épuisement et les pertes de valeur nettes. Les actifs de mise en valeur et de production sont incorporés zone par zone et comprennent tous les coûts liés à la mise en valeur et à la production des biens de pétrole brut et de gaz naturel ainsi que les dépenses de prospection et d'évaluation engagées pour repérer des réserves commerciales de pétrole brut et de gaz naturel transférées des actifs de prospection et d'évaluation. Les coûts incorporés comprennent les coûts internes, les coûts de démantèlement et, pour les actifs qualifiés, les coûts d'emprunt directement liés à l'acquisition, à la prospection et à la mise en valeur des réserves de pétrole brut et de gaz naturel.

Les coûts cumulés de chacune des zones sont amortis pour épuisement selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement en fonction des réserves prouvées estimatives en utilisant les prix et coûts futurs estimatifs. Aux fins de ce calcul, le gaz naturel est converti en pétrole selon une valeur d'énergie équivalente. Les coûts assujettis à l'amortissement pour épuisement comprennent les coûts futurs estimatifs qui seront engagés pour la mise en valeur des réserves prouvées.

Les échanges d'actifs de mise en valeur et de production sont évalués à la juste valeur sauf si l'opération manque de substance commerciale ou s'il n'est pas possible d'évaluer de manière fiable la juste valeur des biens échangés. Lorsque la juste valeur n'est pas utilisée, la valeur comptable de l'actif cédé correspond au coût de l'actif acquis.

Les dépenses liées aux remplacements ou aux améliorations qui rehaussent la capacité ou prolongent la durée d'utilité d'un actif sont incorporées. Les frais d'entretien et de réparation sont comptabilisés en charges lorsqu'ils sont engagés. Les terrains ne sont pas amortis.

Les profits et les pertes découlant de la sortie d'actifs de mise en valeur et de production sont comptabilisés en résultat net.

#### **Autres actifs en amont**

Les autres actifs en amont comprennent les pipelines et les actifs de technologie de l'information servant à soutenir les activités en amont. Ces actifs sont amortis selon le mode linéaire sur la durée de vie utile estimative des biens, qui se situe entre 3 et 35 ans.

#### **Actifs de raffinage**

Les actifs de raffinage sont comptabilisés au coût, moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur nettes.

Les coûts d'acquisition initiaux des immobilisations corporelles de raffinage sont incorporés lorsqu'ils sont engagés. Ces coûts comprennent le coût de construction ou d'acquisition du matériel ou des installations, le coût d'installation des actifs et de préparation en vue de leur utilisation attendue, les coûts de démantèlement connexes et, pour les actifs qualifiés, les coûts d'emprunt. Les frais d'entretien et de réparation courants sont comptabilisés en charges au cours de la période où ils sont engagés.

Les coûts incorporés ne sont pas amortis avant que l'actif ne soit prêt à être mis en service, après quoi ils sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de vie utile de chacune des composantes de la raffinerie. Les principales composantes sont amorties comme suit :

Aménagement des terrains et bâtiments	25 à 40 ans
Matériel de bureau et véhicules	3 à 20 ans
Matériel de raffinage	5 à 35 ans

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

La valeur résiduelle, la méthode d'amortissement et la durée d'utilité de chaque composante sont examinées chaque année et ajustées, au besoin.

### **Autres actifs**

Les coûts associés au mobilier de bureau, aux agencements, aux améliorations locatives, aux technologies de l'information et aux aéronefs sont inscrits au coût et sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité des biens, qui se situe entre 3 et 25 ans. La valeur résiduelle, la méthode d'amortissement et la durée d'utilité de chaque composante sont examinées chaque année et ajustées, au besoin. Les immobilisations en cours de construction ne sont amorties qu'à partir du moment où elles sont mises en service. Les dépenses liées aux remplacements ou aux améliorations qui accroissent la capacité de production ou prolongent la durée d'utilité d'un actif sont incorporées. Les frais de réparation et d'entretien sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. Les terrains ne sont pas amortis.

### **P) Dépréciation**

#### **Actifs non financiers**

Les immobilisations corporelles et les actifs de prospection et d'évaluation sont soumis à un test de dépréciation au moins une fois l'an ou lorsque les événements et les circonstances indiquent que leur valeur comptable peut être supérieure à leur valeur recouvrable. La valeur recouvrable correspond à la valeur d'utilité de l'actif ou de l'unité génératrice de trésorerie ou à la juste valeur minorée des coûts de la vente, selon le montant le plus élevé. La valeur d'utilité est estimée être la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs qui devraient découler de l'utilisation continue de l'actif ou de l'unité génératrice de trésorerie.

Le test de dépréciation est exécuté au niveau de l'unité génératrice de trésorerie pour les actifs de mise en valeur et de production et les autres actifs en amont. Aux fins des tests de dépréciation, les actifs de prospection et d'évaluation sont affectés à une unité génératrice de trésorerie connexe comportant des actifs de mise en valeur et de production. Les actifs des Activités non sectorielles sont répartis de façon uniforme et raisonnable entre les unités génératrices de trésorerie pour lesquelles ils contribuent aux flux de trésorerie futurs. En ce qui concerne les actifs de raffinage, un test de dépréciation est exécuté dans chaque raffinerie de façon indépendante.

Les pertes de valeur des immobilisations corporelles sont constatées aux états consolidés des résultats et du résultat global à titre de dotation à l'amortissement et à l'épuisement supplémentaire et sont présentées séparément. Les pertes de valeur visant les actifs de prospection et d'évaluation sont comptabilisées en charges à titre de coûts de prospection à l'état consolidé des résultats et du résultat global.

Le goodwill fait l'objet d'un test de dépréciation au moins une fois l'an. Pour établir la perte de valeur, la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle le goodwill se rapporte est comparée à la valeur comptable. Si la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est constatée. Une perte de valeur est inscrite d'abord pour réduire la valeur comptable du goodwill attribué à l'unité génératrice de trésorerie et, ensuite, pour réduire la valeur comptable des autres actifs de cette unité. Les pertes de valeur du goodwill ne peuvent pas faire l'objet d'une reprise.

Les pertes de valeur constatées au cours de périodes antérieures, hormis les pertes de valeur du goodwill, sont évaluées à chaque date de clôture en vue de déterminer si elles existent toujours ou si elles ont diminué. Si une perte de valeur fait l'objet d'une reprise, la valeur comptable de l'actif est ramenée à l'estimation révisée correspondant à sa valeur recouvrable, mais uniquement si la valeur comptable ne dépasse par le montant qui aurait été établi si aucune perte de valeur n'avait été constatée à l'égard de l'actif aux cours de périodes antérieures. Le montant de la reprise est comptabilisé en résultat net.

#### **Actifs financiers**

À chaque date de clôture, la société évalue si les actifs financiers ont perdu de la valeur. Une perte de valeur n'est comptabilisée que si des éléments probants confirment qu'une perte de valeur s'est produite, si la perte a une incidence sur les flux de trésorerie futurs et si cette perte peut être estimée de façon fiable.

Un manquement ou une défaillance d'un débiteur ou encore des signes que le débiteur risque de faire faillite peuvent constituer des indications de dépréciation. En ce qui concerne les titres de capitaux propres, une baisse significative ou prolongée de la juste valeur du titre en deçà de son coût constitue une indication de dépréciation de l'actif.

Une perte de valeur constatée à l'égard d'un actif financier comptabilisé au coût amorti correspond à la différence entre le coût amorti et la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs actualisés au taux d'intérêt effectif d'origine. La valeur comptable de l'actif est réduite à l'aide d'un compte de correction de valeur. Les pertes de valeur à l'égard des actifs financiers comptabilisés au coût amorti sont reprises par le biais du résultat net au cours de périodes ultérieures si le montant de la perte diminue.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### Q) Coûts d'emprunt

Les coûts d'emprunt sont comptabilisés en charges au cours de la période pendant laquelle ils sont engagés à moins qu'il y ait un actif qualifié. Les coûts d'emprunt directement liés à l'acquisition, à la construction ou à la production d'un actif admissible sont incorporés lorsque l'actif ne sera prêt pour son utilisation prévue que dans un délai substantiel. L'incorporation des coûts d'emprunt cesse lorsque l'actif se trouve dans le lieu et dans l'état nécessaires à son emploi.

### R) Subventions publiques

Les subventions publiques sont comptabilisées à la juste valeur lorsqu'existe une assurance raisonnable que les subventions seront reçues et que la société se conformera aux conditions attachées aux subventions. Les subventions liées à des actifs sont comptabilisées par l'intermédiaire d'une réduction de la valeur comptable des actifs connexes et sont amorties sur la durée d'utilité de ces actifs. Les subventions liées au résultat sont comptabilisées par l'intermédiaire d'une réduction de la charge connexe à l'état consolidé des résultats et du résultat global.

### S) Contrats de location

Les contrats aux termes desquels la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété sont conservés par le bailleur sont classés en tant que contrats de location simple. Les paiements en vertu de ces contrats sont comptabilisés en charges sur une base linéaire sur la durée du contrat de location.

Les contrats selon lesquels la société assume la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété sont classés comme contrats de location-financement dans les immobilisations corporelles.

### T) Regroupements d'entreprises et goodwill

Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition, selon laquelle les actifs identifiables acquis, les passifs pris en charge et toute participation ne donnant pas le contrôle sont comptabilisés et évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. Tout excédent du prix d'achat majoré de toute participation ne donnant pas le contrôle sur la juste valeur des actifs nets acquis est comptabilisé à titre de goodwill. Si le prix d'achat est inférieur à la juste valeur des actifs nets acquis, le déficit est crédité au résultat net.

Au moment de l'acquisition, le goodwill est affecté à chacune des unités génératrices de trésorerie auxquelles il se rapporte. L'évaluation ultérieure du goodwill est faite au coût diminué du cumul des pertes de valeur.

### U) Provisions

#### Généralités

Une provision est comptabilisée lorsque la société a une obligation actuelle, légale ou implicite, résultant d'un événement passé, qu'une estimation fiable de son montant peut être établie et qu'il est probable qu'une sortie de ressources soit requise pour la régler. Au besoin, les provisions sont évaluées en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus à un taux avant impôt ajusté en fonction de la qualité de crédit qui tient compte de l'évaluation courante du marché à l'égard de la valeur temporelle de l'argent et des risques propres à ce passif. L'augmentation de la provision attribuable à l'écoulement du temps est portée aux charges financières dans les états consolidés des résultats et du résultat global.

#### Passifs relatifs au démantèlement

Les passifs relatifs au démantèlement comprennent les obligations légales ou implicites en vertu desquelles la société sera tenue de mettre hors service des immobilisations corporelles à long terme, telles que des sites de puits en production, des installations de traitement du pétrole brut et du gaz naturel et des installations de raffinage. Le montant comptabilisé correspond à la valeur actuelle des dépenses futures estimatives qui devront être engagées pour régler le passif à un taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit. Un actif correspondant à l'estimation initiale du passif est incorporé au coût de l'actif à long terme connexe. Les variations des passifs estimatifs découlant de révisions de l'échéancier prévu ou des coûts de démantèlement futur sont comptabilisées à titre de variation du passif relatif au démantèlement et de l'actif à long terme connexe. Le montant incorporé aux immobilisations corporelles est amorti sur la durée d'utilité de l'actif connexe. L'augmentation du passif relatif au démantèlement attribuable à l'écoulement du temps est portée aux charges financières dans les états consolidés des résultats et du résultat global.

Les frais qui sont réellement engagés sont portés en diminution du passif cumulé.

### V) Capital social

Les actions ordinaires sont classées dans les capitaux propres. Les coûts de transaction directement attribuables à l'émission d'actions ordinaires sont portés en diminution des capitaux propres, déduction faite des impôts sur le résultat.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### W) Dividendes

Les dividendes sont comptabilisés lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration.

### X) Rémunération fondée sur des actions

Cenovus offre plusieurs régimes de rémunération en actions et en trésorerie, qui comprennent des droits à l'appréciation d'actions jumelés, des droits de règlement net, des unités d'actions liées au rendement et des unités d'actions différées.

#### **Droits à l'appréciation d'actions jumelés**

Les options sur actions assorties de droits à l'appréciation d'actions jumelés (« DAAJ ») sont comptabilisées comme des instruments de passif. Ces instruments sont évalués à la juste valeur à chaque date de clôture à l'aide du modèle de Black-Scholes-Merton. La juste valeur est comptabilisée à titre de charges de personnel sur le délai d'acquisition des droits. Lorsque les options sont réglées en trésorerie, le passif est réduit du règlement en trésorerie versé. Lorsque les options sont réglées en actions ordinaires, la contrepartie en trésorerie reçue par la société et le passif lié à l'option déjà comptabilisé sont portés au capital social.

#### **Droits de règlement net**

Les options sur actions assorties de droits de règlement net (« DRN ») sont comptabilisées dans les instruments de capitaux propres. Ces instruments sont évalués à la juste valeur à la date d'attribution selon le modèle de Black-Scholes-Merton et ne sont pas réévalués à chaque date de clôture. La juste valeur est constatée dans les coûts de rémunération sur la période d'acquisition des droits afférents aux options, une augmentation correspondante étant inscrite dans les capitaux propres en tant que surplus d'apport. Lors de l'exercice des options, la contrepartie reçue en trésorerie par la société et le surplus d'apport connexe sont comptabilisés dans le capital social.

#### **Unités d'actions liées au rendement et unités d'actions différées**

Les unités d'actions liées au rendement (« UAR ») et les unités d'actions différées (« UAD ») sont comptabilisées dans les instruments de passif et sont évaluées à la juste valeur en fonction de la valeur marchande des actions ordinaires de Cenovus à la date de clôture. La juste valeur est comptabilisée à titre de charge de personnel au cours de la période d'acquisition des droits. Les fluctuations de la juste valeur sont constatées dans les coûts de rémunération au cours de la période où elles se produisent.

### Y) Instruments financiers

Les instruments financiers sont comptabilisés lorsque la société devient partie aux dispositions contractuelles de l'instrument. Les actifs financiers et les passifs financiers sont compensés seulement lorsque la société a le droit légal de le faire et qu'elle a l'intention de les régler sur une base nette ou de régler l'actif et le passif en même temps. Les actifs financiers sont décomptabilisés lorsque les droits de recevoir les flux de trésorerie tirés des actifs ont expiré ou qu'ils sont transférés, et que la société a transféré la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété. Les passifs financiers sont décomptabilisés lorsque l'obligation est exécutée, qu'elle est annulée ou qu'elle expire. Lorsqu'un passif financier existant est remplacé par un autre avec la même contrepartie selon des conditions substantiellement différentes, ou lorsque les conditions d'un passif existant sont modifiées de façon substantielle, cet échange ou cette modification doit être comptabilisé comme une extinction du passif financier initial et un nouveau passif financier doit être comptabilisé. La différence entre la valeur comptable des passifs concernés est comptabilisée à l'état consolidé des résultats et du résultat global.

Les instruments financiers sont classés dans les catégories suivantes : à la juste valeur par le biais du résultat net, prêts et créances, placements détenus jusqu'à l'échéance, actifs financiers disponibles à la vente ou passifs financiers évalués au coût amorti. La société établit le classement de ses actifs financiers lors de la comptabilisation initiale. Les instruments financiers sont d'abord évalués à la juste valeur, sauf dans le cas des passifs financiers évalués au coût amorti, qui sont d'abord évalués à la juste valeur minorée des coûts de transaction qui leur sont directement attribuables.

Les actifs financiers consolidés de la société se composent de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des comptes débiteurs et produits à recevoir, des prêts à recevoir des partenaires, de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, des actifs liés à la gestion des risques et des créances à long terme. Les passifs financiers de la société comprennent les comptes créditeurs et les charges à payer, les emprunts à payer aux partenaires, l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise, les instruments financiers dérivés, les emprunts à court terme et la dette à long terme.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### **À la juste valeur par le biais du résultat net**

Les actifs financiers et les passifs financiers à la juste valeur par le biais du résultat net sont classés comme étant détenus pour fins de transaction ou désignés comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net. Dans les deux cas, les actifs financiers et les passifs financiers sont évalués à la juste valeur, les variations de cette dernière étant comptabilisées en résultat net.

Les actifs et passifs liés à la gestion des risques sont des instruments financiers dérivés classés comme étant détenus à des fins de transaction, sauf s'ils sont désignés aux fins de la comptabilité de couverture. Les instruments dérivés qui ne sont pas des couvertures admissibles ou qui ne sont pas désignés comme étant des couvertures sont comptabilisés à la valeur du marché dans les états consolidés de la situation financière à titre d'actif ou de passif, les variations de la juste valeur étant constatées en résultat net en tant que (profit) perte lié à la gestion des risques. La juste valeur estimative de tous les instruments dérivés repose sur des prix cotés sur les marchés ou, en l'absence de tels prix, sur des indications et des prévisions des marchés provenant de tiers.

Les instruments financiers dérivés sont utilisés pour gérer les risques de marché liés aux prix des marchandises et aux taux de change et d'intérêt. La société a pour politique de ne pas utiliser d'instruments financiers dérivés à des fins de spéculation. Elle a mis en place des politiques et des procédures en ce qui concerne la documentation et les approbations requises quant à l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Lorsqu'un instrument financier particulier est acquis, la société apprécie, tant au moment de l'acquisition que par la suite, si l'instrument qui est utilisé à l'égard d'une opération donnée permet ou non de compenser efficacement les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie de l'opération.

### **Prêts et créances**

Les prêts et créances sont des actifs financiers assortis de paiements fixes ou pouvant être déterminés qui ne sont pas cotés sur un marché actif. Après la comptabilisation initiale, ces actifs sont évalués au coût amorti à la date de règlement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Les prêts et créances se composent de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des comptes débiteurs et des produits à recevoir, des prêts aux partenaires, de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise et des créances à long terme. Les profits et les pertes sur les prêts et créances sont inscrits en résultat net lorsque les prêts et créances sont décomptabilisés ou qu'ils subissent une perte de valeur.

### **Placements détenus jusqu'à l'échéance**

Les placements détenus jusqu'à l'échéance sont évalués au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

### **Actifs financiers disponibles à la vente**

Les actifs financiers disponibles à la vente sont évalués à la juste valeur, les variations de cette dernière étant constatées dans les autres éléments du résultat global. Lorsque aucun marché actif n'existe, la juste valeur est établie à l'aide de techniques d'évaluation. Lorsque la juste valeur ne peut être évaluée de façon fiable, les actifs concernés sont comptabilisés au coût.

### **Passifs financiers évalués au coût amorti**

Ces passifs financiers sont évalués au coût amorti à la date de règlement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Les passifs financiers évalués au coût amorti comprennent les comptes créditeurs et les charges à payer, les emprunts aux partenaires, l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise, les emprunts à court terme et la dette à long terme. Les coûts de transaction sur la dette à long terme, les primes et les escomptes sont capitalisés dans la dette à long terme ou à titre de remboursement anticipé et amortis selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

## **Z) Reclassement**

Certaines informations fournies pour les exercices précédents ont été reclassées conformément à la présentation adoptée pour l'exercice 2012.

### **AA) Prises de position publiées récemment**

#### **Adoption de nouvelles normes ou de normes modifiées**

La société n'a adopté aucune nouvelle norme ni modification ou interprétation de norme au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

#### **Adoption à venir de nouvelles normes et interprétations**

Un certain nombre de nouvelles normes, de modifications et d'interprétations entrent en vigueur pour les exercices ouverts après le 1<sup>er</sup> janvier 2012 et n'ont donc pas été appliquées lors de la préparation des états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012. Les normes et interprétations qui s'appliqueront à la Société sont décrites dans les paragraphes qui suivent; elles seront adoptées à leur date d'entrée en vigueur respective.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

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

En mai 2011, l'IASB a publié les normes suivantes, qui sont nouvelles ou ont été modifiées :

- IFRS 10, *États financiers consolidés*, (« IFRS 10 ») remplace IAS 27, *États financiers consolidés et individuels*, (« IAS 27 ») et SIC-12, *Consolidation – Entités ad hoc*. IFRS 10 revoit la définition de la notion de contrôle et y intègre trois conditions : 1) le pouvoir détenu sur une entité émettrice; 2) l'exposition à des rendements variables en raison des liens entretenus avec l'entité émettrice et 3) la capacité d'exercer son pouvoir pour influencer sur les rendements obtenus de l'entité émettrice. IFRS 10 contient des directives sur les droits de participation et de protection et traite aussi de la notion de contrôle « de fait ». La norme contient aussi des explications qui permettent de déterminer si un investisseur possédant des pouvoirs de prise de décision agit à titre de mandant ou de mandataire.
- IFRS 11, *Partenariats*, (« IFRS 11 ») remplace IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, (« IAS 31 ») et SIC-13, *Entités contrôlées conjointement – apports non monétaires par des coentrepreneurs*. IFRS 11 classe un partenariat comme une « entreprise commune » ou une « coentreprise » en fonction des droits et des obligations des parties à l'entreprise. Dans une entreprise commune, les parties ont des droits sur les actifs et des obligations à l'égard des passifs relatifs au partenariat et comptabilisent leur quote-part des actifs, des passifs, des produits et des charges du partenariat. Dans une coentreprise, les parties ont des droits sur l'actif net du partenariat et comptabilisent ce dernier à titre d'investissement selon la méthode de la mise en équivalence.
- IFRS 12, *Informations à fournir sur les participations dans d'autres entités*, (« IFRS 12 ») remplace les obligations d'information auparavant incluses dans IAS 27, IAS 31 et IAS 28, *Participations dans des entreprises associées*. La norme définit des obligations d'information détaillées portant sur les participations d'une entité dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et des entités structurées exclues du périmètre de consolidation.
- La norme IAS 27, *États financiers individuels*, a été modifiée pour que son contenu soit conforme aux changements apportés à IFRS 10, mais elle conserve les directives actuelles sur les états financiers individuels.
- La norme IAS 28, *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises*, a été modifiée pour que son contenu soit conforme aux changements apportés à IFRS 10 et à IFRS 11.

Les normes ci-dessus sont en vigueur pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013 et doivent être adoptées en même temps. La société prévoit que l'adoption de ces cinq normes aura une incidence négligeable sur ses états financiers consolidés.

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. 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 la société 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 seront traités en tant qu'entreprises communes conformément à IFRS 11, et la quote-part revenant à la société des actifs, des passifs, des produits et des charges sera comptabilisée dans les états financiers consolidés.

Pour déterminer le classement adéquat de ses partenariats conformément à IFRS 11, la société 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.
- Cenovus et Phillips 66, directement ou par l'intermédiaire de filiales entièrement détenues, assurent la commercialisation, achètent les charges d'alimentation nécessaires et s'occupent du transport et du stockage

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

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.

### Avantages du personnel

En juin 2011, l'IASB a modifié IAS 19, *Avantages du personnel* (« IAS 19 »). Selon la version modifiée de la norme, une entité est tenue de comptabiliser les variations des obligations au titre des prestations constituées et de la juste valeur des actifs d'un régime lorsqu'elles se produisent; l'approche du corridor 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 les autres éléments du résultat global. De plus, les entités sont tenues de calculer le coût financier net lié au passif ou à l'actif net au titre des prestations définies au moyen du même taux d'actualisation que celui utilisé pour évaluer l'obligation au titre des prestations définies. Les modifications apportées rehaussent aussi les informations à fournir dans les états financiers.

Les modifications d'IAS 19 stipulent que l'application de la norme est rétrospective. D'après l'évaluation provisoire qu'a effectuée Cenovus, lorsque la norme modifiée sera appliquée pour la première fois, lors de l'exercice se clôturant le 31 décembre 2013, le résultat net de l'exercice clos le 31 décembre 2012 augmentera de 1 M\$ et les autres éléments du résultat global, après impôt, diminueront de 3 M\$ (néant et diminution de 12 M\$, respectivement, en 2011). Les capitaux propres au 31 décembre 2012 diminueront de 24 M\$ (diminution de 22 M\$ au 1<sup>er</sup> janvier 2012) et des ajustements correspondants seront comptabilisés dans les autres passifs et l'impôt différé.

### Évaluation de la juste valeur

En mai 2011, l'IASB a publié IFRS 13, *Évaluation de la juste valeur*, (« IFRS 13 ») qui contient une définition cohérente et moins complexe de la juste valeur, établit une source unique de règles pour la détermination de la juste valeur et présente des obligations d'information uniformes relatives à l'évaluation de la juste valeur. IFRS 13 est en vigueur pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013 et s'applique de manière prospective à partir du début de la période annuelle au cours de laquelle la norme est adoptée. L'adoption anticipée est permise. IFRS 13 aura une incidence négligeable sur les états financiers consolidés.

### Instruments financiers

L'IASB se propose de remplacer IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, (« IAS 39 »), par IFRS 9, *Instruments financiers*, (« IFRS 9 »). IFRS 9 sera publiée en trois phases, dont la première a déjà été publiée.

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

Pour les actifs financiers, IFRS 9 utilise un modèle unique pour établir si un actif financier est évalué au coût amorti ou à la juste valeur, qui remplace les multiples règles d'IAS 39. Le modèle d'IFRS 9 est fondé sur la façon dont l'entité gère ses instruments financiers dans le cadre de son modèle d'affaires et les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels des actifs financiers. La nouvelle norme impose également l'utilisation d'une méthode de dépréciation unique qui remplace les nombreuses méthodes proposées par IAS 39. Pour les passifs financiers, les critères de classement ne changeront pas selon IFRS 9, mais le modèle de la juste valeur pourra exiger une comptabilisation différente des variations de cette juste valeur par suite des modifications du risque de crédit de l'entité.

Une entité doit appliquer IFRS 9 pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2015 et, si elle l'applique avant cette date, elle doit également respecter certaines des dispositions transitoires. La société examine actuellement l'incidence de l'adoption d'IFRS 9 sur ses états financiers consolidés.

### Présentation des autres éléments du résultat global

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

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### Compensation des actifs financiers et des passifs financiers

En décembre 2011, l'IASB a publié les normes modifiées suivantes :

- IFRS 7, *Instruments financiers : informations à fournir* (« IFRS 7 »), a été modifiée pour que soient fournies des informations quantitatives plus nombreuses à l'égard des instruments financiers qui sont compensés dans les états consolidés de la situation financière ou sont visés par des conventions de compensation globale exécutoires ou autres ententes semblables.
- IAS 32, *Instruments financiers : présentation* (« IAS 32 »), a été modifiée afin de clarifier les exigences relatives à la compensation des actifs financiers et des passifs financiers. La norme modifiée stipule que le droit à compensation doit pouvoir être exercé à la date courante et ne doit pas être conditionnel à la survenance d'un événement futur.

La version modifiée d'IFRS 7 s'applique pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2013 et la version modifiée d'IAS 32 s'applique pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2014, dans les deux cas avec application rétrospective. La société prévoit qu'IFRS 7 et IAS 32 auront une incidence négligeable sur les états financiers consolidés.

## 4. JUGEMENTS D'IMPORTANCE CRITIQUE ET PRINCIPALES SOURCES D'INCERTITUDE RELATIVE AUX ESTIMATIONS

---

Pour établir en temps opportun les états financiers consolidés conformément aux IFRS, la direction doit faire des estimations, poser des hypothèses et utiliser son jugement à l'égard des montants présentés au titre des actifs et des passifs, ainsi que des informations fournies sur les actifs et passifs éventuels à la date des états financiers consolidés et à l'égard des montants présentés au titre des produits et des charges de la période. Ces estimations portent principalement sur des opérations qui n'ont pas été réglées et sur des événements en cours à la date des états financiers consolidés. La juste valeur estimative des actifs financiers et des passifs financiers, de par leur nature, fait l'objet d'une certaine incertitude relative à la mesure. En conséquence, les résultats réels pourraient différer des montants estimatifs lorsque des événements se concrétiseront.

### A) Jugements d'importance critique intervenant dans l'application de 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 la société dans les états financiers consolidés.

#### *Actifs de prospection et d'évaluation*

L'application de la méthode comptable de la société aux dépenses de prospection et d'évaluation exige de poser un jugement pour déterminer si un avantage économique futur est probable lorsque les activités n'ont pas atteint un stade où la faisabilité technique et la viabilité commerciale peuvent être établies de façon raisonnable. Divers facteurs sont pris en compte, tels que les résultats des travaux de forage, les programmes d'investissement à venir, les coûts opérationnels futurs et les réserves estimatives qui pourront être recouvrées de manière rentable. S'il est déterminé qu'un actif de prospection et d'évaluation n'est plus commercialement viable ou que sa faisabilité technique n'est plus démontrée ou si la direction décide de ne pas en poursuivre la prospection et l'évaluation, les coûts non recouvrables sont passés en charges dans les coûts de prospection.

#### *Délimitation des unités génératrices de trésorerie*

Les actifs en amont et les actifs de raffinage sont regroupés en unités génératrices de trésorerie. Une unité génératrice de trésorerie s'entend du niveau le plus bas d'actifs intégrés générant des entrées de trésorerie séparément identifiables qui sont largement indépendantes des entrées de trésorerie générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs. Le classement des actifs et la répartition des actifs communs entre les unités génératrices de trésorerie font considérablement appel au jugement et à l'interprétation. Les facteurs pris en compte dans le classement sont notamment l'intégration entre les actifs, le partage des infrastructures, l'existence de points de vente communs, la région géographique concernée, la structure géologique des actifs et la façon dont la direction fait le suivi de l'unité génératrice de trésorerie et prend des décisions à son sujet. L'évaluation du caractère récupérable des actifs en amont, des actifs de raffinage et des actifs communs se fait au niveau des unités génératrices de trésorerie; par conséquent, elle pourrait avoir une incidence importante sur les pertes de valeur.



## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### B) 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. Sont présentées ci-après les hypothèses clés quant à l'avenir et les autres sources d'estimation à la fin de la période de présentation de l'information qui, si elles étaient modifiées, pourraient entraîner un ajustement significatif de la valeur comptable des actifs et des passifs de l'exercice à venir.

#### Réserves

L'estimation des réserves comporte en soi un certain nombre d'incertitudes. L'estimation des réserves repose sur plusieurs variables, notamment les quantités récupérables d'hydrocarbures, le coût de l'élaboration des infrastructures nécessaires pour récupérer les hydrocarbures, les coûts de production, le prix de vente estimatif des hydrocarbures produits, les paiements de redevances et les impôts. Toute variation de ces données pourrait avoir une incidence considérable sur les estimations des réserves, ce qui se répercuterait de manière importante sur les tests de dépréciation et la charge d'amortissement et d'épuisement relatifs aux actifs de pétrole brut et de gaz naturel de la société. Les réserves de pétrole brut et de gaz naturel de la société sont établies par des évaluateurs de réserves indépendants agréés qui les transmettent à la société.

#### Dépréciation d'actifs

Les immobilisations corporelles, les actifs de prospection et d'évaluation et le goodwill font l'objet d'un test de dépréciation au moins une fois l'an et chaque fois que des circonstances suggèrent que leur valeur comptable pourrait être supérieure à leur valeur recouvrable. Les tests de dépréciation se font au niveau des unités génératrices de trésorerie. Ces calculs exigent l'utilisation d'estimations et d'hypothèses et sont susceptibles d'être modifiés lorsque de nouvelles informations sont disponibles. Dans le cas des actifs en amont de la société, les estimations portent notamment sur les prix futurs des marchandises, les volumes de production prévus, le volume des réserves et les taux d'actualisation ainsi que les charges opérationnelles et coûts de mise en valeur futurs. La valeur recouvrable des actifs de raffinage repose sur des hypothèses à l'égard de la production des raffineries, des prix futurs des marchandises, des coûts opérationnels, de la capacité de transport et de l'état de l'offre et de la demande. Toute modification apportée aux hypothèses entrant dans la détermination de la valeur recouvrable pourrait avoir une incidence sur la valeur comptable des actifs visés.

Aux fins des tests de dépréciation, le goodwill est attribué à l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il se rapporte.

Au 31 décembre 2012, la valeur recouvrable des unités génératrices de trésorerie en amont de Cenovus a été déterminée en fonction de la juste valeur diminuée des coûts de la vente. Les hypothèses clés entrant dans la détermination des flux de trésorerie tirés des réserves sont les réserves estimées par les évaluateurs de réserves indépendants agréés retenus par la société, les prix du pétrole brut et du gaz naturel et le taux d'actualisation.

#### Prix du pétrole et du gaz

Les prix futurs employés pour la détermination des flux de trésorerie qui seront tirés des réserves de pétrole et de gaz naturel se détaillent comme suit :

	2013	2014	2015	2016	2017	Variation annuelle moyenne jusqu'en 2024
WTI (\$ US/baril)	92,50	92,50	93,60	95,50	97,40	2 %
AECO (\$/kpi <sup>3</sup> )	3,35	3,85	4,35	4,70	5,10	3 %

#### Taux d'actualisation

Les évaluations des flux de trésorerie futurs actualisés sont d'abord faites selon le taux d'actualisation de 10 % qui constitue la norme dans l'industrie et qu'utilisent les évaluateurs de réserves indépendants agréés lorsqu'ils préparent des rapports sur les réserves. D'autres facteurs économiques et opérationnels sont aussi pris en compte en fonction des caractéristiques individuelles des actifs considérés, ce qui peut jouer à la hausse ou à la baisse sur le taux d'actualisation présumé. L'évolution de la conjoncture économique pourrait donner lieu à des variations considérables du montant recouvrable estimatif.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### Coûts de démantèlement

Des provisions sont comptabilisées à l'égard des futures activités de démantèlement et de remise en état visant les actifs de pétrole brut et de gaz naturel en amont de la société, outre ses actifs de raffinage, au terme de leur durée économique. En vue d'estimer le passif futur, des hypothèses que la direction juge raisonnables sont formulées en fonction des antécédents et des facteurs économiques actuels. Toutefois, le coût réel de démantèlement est incertain et les estimations de coûts peuvent changer en fonction de nombreux facteurs, dont les modifications des exigences prévues par la loi, les avancements technologiques, l'inflation et le moment prévu pour le démantèlement et la remise en état des lieux. De plus, la société établit le taux d'actualisation approprié à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. Ce taux d'actualisation, ajusté en fonction de la qualité de crédit, sert à établir la valeur actualisée des sorties de trésorerie futures estimatives requises pour régler l'obligation et peut changer en fonction de nombreux facteurs du marché.

### Charges d'impôt sur le résultat

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels Cenovus exerce ses activités peuvent changer. En conséquence, un certain nombre de questions d'ordre fiscal est généralement à l'étude. Les impôts sur le résultat font par conséquent l'objet d'une incertitude relative à la mesure.

Des actifs d'impôt différé sont constatés dans la mesure où il est probable que les différences temporelles déductibles seront recouvrées au cours des périodes à venir. L'évaluation de la recouvrabilité se fonde sur de nombreuses estimations, dont une évaluation du moment où les différences temporelles seront renversées, une analyse du montant du bénéfice imposable futur, l'accessibilité à des flux de trésorerie pour compenser les actifs d'impôt lorsque la reprise aura lieu et l'application des législations fiscales. À l'égard de certaines transactions, la détermination de l'impôt définitif est incertaine. La modification des hypothèses utilisées pour évaluer la recouvrabilité pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés dans les périodes à venir.

## 5. CHARGES FINANCIÈRES

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Charges d'intérêts – Emprunts à court terme et dette à long terme	230	213	227
Charges d'intérêts – Effet à payer lié à l'apport à la coentreprise (note 12)	118	138	165
Désactualisation des passifs relatifs au démantèlement	86	75	75
Autres	21	21	31
	<b>455</b>	<b>447</b>	<b>498</b>

## 6. PRODUITS D'INTÉRÊTS

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Produits d'intérêts – Effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise (note 12)	(102)	(120)	(144)
Autres	(7)	(4)	-
	<b>(109)</b>	<b>(124)</b>	<b>(144)</b>

## 7. (PROFIT) PERTE DE CHANGE, MONTANT NET

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
(Profit) perte de change latent à la conversion des éléments suivants :			
Titres d'emprunt libellés en dollars US et émis au Canada	(69)	78	(182)
Effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars US et émis au Canada	(15)	(107)	91
Autres	14	(13)	22
(Profit) perte de change latent	<b>(70)</b>	<b>(42)</b>	<b>(69)</b>
(Profit) perte de change réalisé	<b>50</b>	<b>68</b>	<b>18</b>
	<b>(20)</b>	<b>26</b>	<b>(51)</b>

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### 8. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

La charge d'impôt sur le résultat s'établit comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Impôt exigible			
Canada	188	150	82
États-Unis <sup>1)</sup>	121	4	-
Total de l'impôt exigible	309	154	82
Impôt différé	474	575	141
	783	729	223

1) Les chiffres de 2012 comprennent une retenue d'impôt de 68 M\$ sur un dividende américain.

Le tableau suivant présente le rapprochement de l'impôt sur le résultat calculé au taux prévu par la loi au Canada et de l'impôt sur le résultat comptabilisé :

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
<b>Résultat avant impôt sur le résultat</b>	<b>1 776</b>	2 207	1 304
Taux prévu par la loi au Canada	25,2 %	26,7 %	28,2 %
<b>Impôt sur le résultat attendu</b>	<b>448</b>	589	368
Incidence des éléments suivants sur l'impôt :			
Écarts avec les taux réglementaires à l'étranger	146	82	(22)
Rémunération à base d'actions non déductible	10	18	34
Financement multijuridictions	(27)	(50)	(93)
Profit (perte) de change exclu du résultat net	14	(9)	28
(Gains) pertes en capital non imposables	(7)	(8)	(13)
Pertes en capital	(22)	26	(107)
Ajustements découlant de déclarations antérieures	33	31	26
Retenue d'impôt sur un dividende étranger	68	-	-
Perte de valeur du goodwill	99	-	-
Autres	21	50	2
<b>Total de l'impôt</b>	<b>783</b>	729	223
<b>Taux d'imposition effectif</b>	<b>44,1 %</b>	33,0 %	17,1 %

Le taux prévu par la loi au Canada a baissé pour s'établir à 25,2 % en 2012, par rapport à 26,7 % en 2011 et à 28,2 % en 2010 en raison de la législation fiscale promulguée en 2007. Le taux prévu par la loi aux États-Unis a augmenté pour s'établir à 38,5 % en 2012, par rapport à 37,5 % en 2011 et en 2010 par suite de l'attribution d'un résultat fiscal à des États des États-Unis.

L'analyse des passifs d'impôt différé et des actifs d'impôt différé s'établit comme suit :

31 décembre	2012	2011
<b>Passifs d'impôt différé</b>		
Passifs d'impôt différé à régler en deçà de 12 mois	140	117
Passifs d'impôt différé à régler dans plus de 12 mois	2 428	1 984
<b>Passifs d'impôt différé, montant net</b>	<b>2 568</b>	2 101

Pour les besoins du tableau ci-dessus, les passifs d'impôt différé et les actifs d'impôt différé ne sont compensés que lorsqu'ils sont générés par la même entité et dans le même territoire de compétence fiscale. Les passifs d'impôt différé à régler en deçà de 12 mois correspondent à l'estimation que fait la direction du moment du renversement des différences temporelles et ne correspondent pas à la charge d'impôt exigible de l'année suivante.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

La variation des passifs et des actifs d'impôt différé, compte non tenu de la compensation des soldes dans une même administration fiscale, se présente de la façon suivante :

	Immobilisations corporelles	Calendrier des éléments liés aux partenariats	Profit de change, montant net	Gestion des risques	Autres	Total
<b>Passifs d'impôt différé</b>						
1 <sup>er</sup> janvier 2010	1 678	9	61	17	-	1 765
Imputés (crédités) au résultat	83	116	66	38	54	357
Imputés (crédités) aux actifs détenus en vue de la vente	2	-	-	-	-	2
Imputés (crédités) aux autres éléments du résultat global	(112)	-	-	-	1	(111)
31 décembre 2010	1 651	125	127	55	55	2 013
Imputés (crédités) au résultat	725	38	(15)	16	75	839
Imputés (crédités) aux autres éléments du résultat global	18	-	-	-	2	20
31 décembre 2011	2 394	163	112	71	132	2 872
Imputés (crédités) au résultat	418	(104)	(85)	2	(32)	199
Imputés (crédités) aux autres éléments du résultat global	(17)	-	-	-	(1)	(18)
<b>31 décembre 2012</b>	<b>2 795</b>	<b>59</b>	<b>27</b>	<b>73</b>	<b>99</b>	<b>3 053</b>

	Pertes fiscales non utilisées	Gestion des risques	Autres	Total
<b>Actifs d'impôt différé</b>				
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2010	(242)	(33)	(9)	(284)
Imputés (crédités) au résultat	(47)	(12)	(161)	(220)
Imputés (crédités) aux autres éléments du résultat global	8	-	-	8
Au 31 décembre 2010	(281)	(45)	(170)	(496)
Imputés (crédités) au résultat	(270)	29	(21)	(262)
Imputés (crédités) aux autres éléments du résultat global	(13)	-	-	(13)
Au 31 décembre 2011	(564)	(16)	(191)	(771)
Imputés (crédités) au résultat	244	11	20	275
Imputés (crédités) aux autres éléments du résultat global	11	-	-	11
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>(309)</b>	<b>(5)</b>	<b>(171)</b>	<b>(485)</b>

	Total
<b>Passifs d'impôt différé, montant net</b>	
Passifs d'impôt différé, montant net, au 1 <sup>er</sup> janvier 2010	1 481
Imputés (crédités) au résultat	137
Imputés (crédités) aux actifs détenus en vue de la vente	2
Imputés (crédités) aux autres éléments du résultat global	(103)
Passifs d'impôt différé, montant net, au 31 décembre 2010	1 517
Imputés (crédités) au résultat	577
Imputés (crédités) aux autres éléments du résultat global	7
Passifs d'impôt différé, montant net, au 31 décembre 2011	2 101
Imputés (crédités) au résultat	474
Imputés (crédités) aux autres éléments du résultat global	(7)
<b>Passifs d'impôt différé, montant net, au 31 décembre 2012</b>	<b>2 568</b>

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

La charge d'impôt différé se répartit comme suit :

31 décembre	2012	2011	2010
Crédité (imputé) au passif d'impôt différé, montant net	474	577	137
Crédité (imputé) au passif lié aux actifs détenus en vue de la vente	-	(2)	4
<b>Charge d'impôt différé</b>	<b>474</b>	<b>575</b>	<b>141</b>

Aucun passif d'impôt n'a été comptabilisé à l'égard des différences temporelles liées aux participations dans des filiales. Comme il n'est pas prévu de payer d'impôt au titre de ces différences à l'égard des filiales canadiennes, les montants n'ont pas été déterminés. Il n'existe aucune différence temporelle imposable liée aux participations dans des filiales autres que canadiennes.

Les montants approximatifs des catégories fiscales s'établissent comme suit :

31 décembre	2012	2011
Canada	4 895	4 471
États-Unis	1 607	2 740
	<b>6 502</b>	<b>7 211</b>

Au 31 décembre 2012, les catégories fiscales ci-dessus comprenaient des pertes autres qu'en capital au Canada de 13 M\$ (78 M\$ en 2011 et 236 M\$ en 2010) et des pertes opérationnelles nettes aux États-Unis (gouvernement fédéral) de 791 M\$ (1 479 M\$ en 2011 et 607 M\$ en 2010) qui expirent au plus tôt en 2029.

Au 31 décembre 2012, les catégories fiscales incluaient également un montant net de pertes en capital au Canada de 512 M\$ (759 M\$ en 2011 et 983 M\$ en 2010) qui pouvaient être reportées en avant pour réduire les futurs gains en capital. Une tranche de 406 M\$ de ces pertes n'est pas comptabilisée à titre d'actif d'impôt différé au 31 décembre 2012 (286 M\$ en 2011 et 415 M\$ en 2010). La comptabilisation dépend du niveau des futurs gains en capital.

## 9. MONTANTS PAR ACTION

### A) Résultat net par action

Exercices clos les 31 décembre  
(en M\$, sauf le résultat par action)

	2012	2011	2010
Résultat net – de base et dilué	993	1 478	1 081
Nombre moyen pondéré d'actions – de base	755,6	754,0	751,9
Effet dilutif des DAAJ	2,9	3,7	2,1
Effet dilutif des DRN	-	-	-
Nombre moyen pondéré d'actions – dilué	758,5	757,7	754,0
Résultat de base par action	1,31 \$	1,96 \$	1,44 \$
Résultat dilué par action	1,31 \$	1,95 \$	1,43 \$

### B) Dividendes par action

Les dividendes versés en 2012 se sont chiffrés à 665 M\$, soit 0,88 \$ par action (603 M\$, soit 0,80 \$ par action, en 2011 et 601 M\$, soit 0,80 \$ par action, en 2010). Le conseil d'administration de Cenovus a déclaré un dividende de 0,242 \$ par action pour le premier trimestre de 2013, qui sera versé le 28 mars 2013 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 mars 2013.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### 10. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

31 décembre	2012	2011
Trésorerie	339	232
Placements à court terme	821	263
	<b>1 160</b>	<b>495</b>

### 11. COMPTES DÉBITEURS ET PRODUITS À RECEVOIR

31 décembre	2012	2011
Régularisations	965	801
Créances clients	232	251
Coentreprise	30	30
Charges payées d'avance et acomptes	45	34
Intérêts	23	28
Autres	169	261
	<b>1 464</b>	<b>1 405</b>

### 12. EFFETS À RECEVOIR ET À PAYER LIÉS À L'APPORT À LA COENTREPRISE

Cenovus est partie à deux entreprises communes importantes, FCCL et WRB (se reporter à la note 29). En raison de sa participation dans ces deux entreprises communes, Cenovus inscrit à ses états consolidés de la situation financière un effet à recevoir et un effet à payer liés à l'apport à la coentreprise qui sont nés lorsque la société est devenue partenaire à 50 % d'une coentreprise intégrée d'exploitation du pétrole en Amérique du Nord. La coentreprise intégrée se compose d'une entité en amont, FCCL, et d'une entité de raffinage, WRB. Lors de la constitution de l'entité en amont, l'apport de Cenovus s'est fait sous forme d'actifs, soit principalement les biens de Foster Creek et de Christina Lake, d'une juste valeur de 7,5 G\$ US, et l'apport du partenaire, sous forme d'un effet à recevoir d'un montant équivalent (l'« effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise »). Dans le cas de l'entité de raffinage, l'apport du partenaire était composé des raffineries de Wood River (Illinois) et de Borger (Texas), d'une juste valeur de 7,5 G\$ US, et l'apport de Cenovus, d'un effet à payer d'un montant équivalent (l'« effet à payer lié à l'apport à la coentreprise »).

#### Effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise

Ce billet est libellé en \$ US et porte intérêt à un taux annuel de 5,3 %. Le remboursement du capital et le paiement des intérêts doivent être effectués sous forme de versements trimestriels égaux, le dernier étant exigible le 2 janvier 2017. Les parties à court et à long terme de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise présentées aux états consolidés de la situation financière représentent la quote-part de 50 % de Cenovus de ce billet, déduction faite des encaissements reçus à ce jour.

#### Encaissements obligatoires – Effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise

	2013	2014	2015	2016	2017	Par la suite	Total
\$ US	386	407	429	452	117	-	<b>1 791</b>
Équivalent en \$ CA	384	405	427	450	116	-	<b>1 782</b>

#### Effet à payer lié à l'apport à la coentreprise

Ce billet est libellé en \$ US et porte intérêt à un taux annuel de 6,0 %. Le remboursement du capital et le paiement des intérêts doivent être effectués sous forme de versements trimestriels égaux, le dernier étant exigible le 2 janvier 2017. Les parties à court et à long terme de l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise présentées aux états consolidés de la situation financière représentent la quote-part de 50 % de Cenovus de ce billet, déduction faite des paiements effectués à ce jour.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### Paiements obligatoires – Effet à payer lié à l'apport à la coentreprise

	2013	2014	2015	2016	2017	Par la suite	Total
\$ US	388	412	437	464	121	-	1 822
Équivalent en \$ CA	386	410	435	462	119	-	1 812

## 13. STOCKS

31 décembre	2012	2011
<b>Produits</b>		
Raffinage et commercialisation	1 056	1 079
Sables bitumineux	202	186
Hydrocarbures classiques	1	1
<b>Pièces et fournitures</b>	29	25
	<b>1 288</b>	<b>1 291</b>

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, une somme d'environ 12 378 M\$ de stocks produits et achetés a été passée en charges (11 576 M\$ en 2011 et 9 692 M\$ en 2010). Le coût des stocks comprend le coût des produits achetés, le coût des condensats servant à la fluidification du pétrole lourd et les coûts opérationnels y afférents.

## 14. ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

31 décembre	2012	2011
<b>Actifs détenus en vue de la vente</b>		
Immobilisations corporelles	-	116
<b>Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente</b>		
Passifs relatifs au démantèlement	-	54
Impôt différé	-	-
	-	54

### Actifs de gaz naturel non essentiels

Au 31 décembre 2011, la société a classé certains actifs de gaz naturel non essentiels situés dans le nord de l'Alberta à titre d'actifs détenus en vue de la vente. Les actifs sont comptabilisés à la juste valeur minorée des coûts de la vente ou à leur valeur comptable, si ce montant est inférieur, ce qui a donné lieu à une perte de valeur d'environ 2 M\$ qui a été comptabilisée à titre de dotation à l'amortissement et à l'épuisement supplémentaire aux états consolidés des résultats et du résultat global. Ces actifs et les passifs connexes sont présentés dans le secteur Hydrocarbures classiques.

En janvier 2012, la société a réalisé la vente de ces actifs de gaz naturel à une tierce partie non liée pour un produit net de 64 M\$.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### 15. ACTIFS DE PROSPECTION ET D'ÉVALUATION

	Actifs de prospection et d'évaluation
<b>COÛT</b>	
Au 31 décembre 2010	713
Entrées d'actifs	527
Transferts aux immobilisations corporelles (note 16)	(356)
Sorties d'actifs	(3)
Variation des passifs relatifs au démantèlement	(1)
Au 31 décembre 2011	880
Entrées d'actifs <sup>1)</sup>	687
Transferts aux immobilisations corporelles (note 16)	(218)
Coûts de prospection	(68)
Sorties d'actifs	(11)
Variation des passifs relatifs au démantèlement	15
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>1 285</b>

1) L'acquisition d'actifs de 2012 comprend la reprise d'un passif relatif au démantèlement de 33 M\$.

Les actifs de prospection et d'évaluation se composent des projets d'évaluation de la société dont la faisabilité technique et la viabilité commerciale n'ont pas encore été établies. Tous les actifs de prospection et d'évaluation de la société sont situés au Canada.

Les entrées d'actifs de prospection et d'évaluation pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 comprennent des coûts internes de 37 M\$ directement liés à l'évaluation de ces projets (15 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2011).

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, des actifs de prospection et d'évaluation de 218 M\$ ont été transférés aux immobilisations corporelles, au titre des actifs de mise en valeur et de production, une fois que la faisabilité technique et la viabilité commerciale des projets ont été établies (356 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2011).

#### Dépréciation

La dépréciation des actifs de prospection et d'évaluation et toute reprise ultérieure des pertes de valeur auxquelles la dépréciation donne lieu sont comptabilisées dans les coûts de prospection dans les états consolidés des résultats et du résultat global. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, il a été jugé que des coûts de prospection et d'évaluation déjà incorporés de 68 M\$ et liés essentiellement aux actifs de Roncott, du secteur Hydrocarbures classiques, avaient trait à des projets qui n'étaient ni techniquement réalisables ni viables sur le plan commercial. Ces coûts ont donc été inscrits en tant que coûts de prospection. Aucune perte de valeur n'a été comptabilisée au cours des exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010.



## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### 16. IMMOBILISATIONS CORPORELLES, MONTANT NET

	Actifs en amont		Matériel de raffinage	Autres <sup>1)</sup>	Total
	Mise en valeur et production	Autres actifs en amont			
<b>COÛT</b>					
Au 31 décembre 2010	21 720	153	2 950	450	25 273
Entrées d'actifs	1 704	41	391	131	2 267
Transferts des actifs de prospection et d'évaluation (note 15)	356	-	-	-	356
Transferts et reclassements	(326)	-	(5)	(2)	(333)
Variation des passifs relatifs au démantèlement	403	-	10	1	414
Variation des taux de change	1	-	79	-	80
Sorties d'actifs	-	-	-	(4)	(4)
Au 31 décembre 2011	23 858	194	3 425	576	28 053
Entrées d'actifs	2 442	44	118	191	2 795
Transferts des actifs de prospection et d'évaluation (note 15)	218	-	-	-	218
Transferts et reclassements	-	-	(55)	-	(55)
Variation des passifs relatifs au démantèlement	484	-	(16)	-	468
Variation des taux de change	1	-	(73)	-	(72)
Sorties d'actifs	-	-	-	-	-
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>27 003</b>	<b>238</b>	<b>3 399</b>	<b>767</b>	<b>31 407</b>
<b>AMORTISSEMENT ET ÉPUISEMENT CUMULÉS</b>					
Au 31 décembre 2010	12 121	124	97	304	12 646
Amortissement et épuiement	1 108	15	85	40	1 248
Transferts et reclassements	(211)	-	(5)	-	(216)
Pertes de valeur	2	-	45	-	47
Variation des taux de change	1	-	3	-	4
Au 31 décembre 2011	13 021	139	225	344	13 729
Amortissement et épuiement	1 368	19	146	52	1 585
Transferts et reclassements	-	-	(55)	-	(55)
Pertes de valeur	-	-	-	-	-
Variation des taux de change	1	-	(5)	-	(4)
<b>Au 31 décembre 2012</b>	<b>14 390</b>	<b>158</b>	<b>311</b>	<b>396</b>	<b>15 255</b>
<b>VALEUR COMPTABLE</b>					
31 décembre 2010	9 599	29	2 853	146	12 627
31 décembre 2011	10 837	55	3 200	232	14 324
<b>31 décembre 2012</b>	<b>12 613</b>	<b>80</b>	<b>3 088</b>	<b>371</b>	<b>16 152</b>

1) Comprend le mobilier de bureau, les agencements, les améliorations locatives, les technologies de l'information et les avions.

Les entrées d'actifs de mise en valeur et de production comprennent les coûts internes directement liés à la mise en valeur, à la construction et à la production de biens de pétrole brut et de gaz naturel de 161 M\$ (125 M\$ en 2011). Tous les actifs de mise en valeur et de production de la société sont situés au Canada. Les coûts classés dans les frais généraux et frais d'administration n'ont pas été incorporés dans les dépenses d'investissement. Aucun coût d'emprunt n'a été incorporé en 2012 (néant en 2011).

Les immobilisations corporelles comprennent les montants suivants à l'égard des actifs qui ne sont pas prêts à être mis en service, qui ne sont pas amortis tant qu'ils ne sont pas utilisés :

31 décembre	2012	2011
Mise en valeur et production	38	52
Matériel de raffinage	13	125
Autres	11	112
	<b>62</b>	<b>289</b>

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### Dépréciation

La dépréciation des immobilisations corporelles et toute reprise ultérieure des pertes de valeur sont comptabilisées dans la dotation à l'amortissement et à l'épuisement dans les états consolidés des résultats et du résultat global.

Les pertes de valeur imputées à la dotation à l'amortissement et à l'épuisement s'établissent comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Mise en valeur et production	-	2	-
Matériel de raffinage	-	45	14
	-	47	14

Les immobilisations corporelles n'ont subi aucune dépréciation en 2012, et aucune reprise de pertes de valeur n'a eu lieu non plus. Les pertes de valeur de l'exercice clos le 31 décembre 2011 avaient trait à l'unité de craquage catalytique à la raffinerie Wood River, qui ne sera pas utilisée à l'avenir, et à des actifs de gaz naturel non essentiels qui ont été reclassés à titre d'actifs détenus en vue de la vente (voir la note 14). Les actifs de gaz naturel sont affectés au secteur Hydrocarbures classiques. La perte de valeur constatée en 2010 concernait une unité de traitement de la raffinerie Borger classée comme actif hors exploitation.

## 17. SORTIES D'ACTIFS

En janvier 2012, la société a mené à bien la vente d'actifs de gaz naturel non essentiels situés dans le nord de l'Alberta. Une perte de 2 M\$ a été comptabilisée relativement à cette vente. Les actifs et les passifs qui s'y rapportaient étaient comptabilisés par le secteur Hydrocarbures classiques.

En 2011, la société a comptabilisé un profit après impôt de 91 M\$ à l'état consolidé des résultats et du résultat global à la cession de biens de pétrole brut et de gaz naturel non essentiels ainsi que d'installations terminales portuaires. En 2010, la société a comptabilisé un profit après impôt de 116 M\$ à la cession de biens de pétrole brut et de gaz naturel non essentiels et d'actifs de support.

## 18. AUTRES ACTIFS

31 décembre	2012	2011
Créances à long terme	22	18
Produit différé	8	8
Autres	28	18
	58	44

## 19. GOODWILL

31 décembre	2012	2011
Valeur comptable d'ouverture	1 132	1 132
Perte de valeur	(393)	-
Valeur comptable de clôture	739	1 132

Le goodwill n'a pas été majoré en 2012 ni en 2011.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### Test de dépréciation pour les unités génératrices de trésorerie comprenant du goodwill

Aux fins du test de dépréciation, le goodwill est attribué à l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il se rapporte. La totalité du goodwill de la société provient de l'acquisition d'actifs de prospection et de production. La valeur comptable du goodwill attribué aux unités génératrices de trésorerie de prospection et de production se présente comme suit :

31 décembre	2012	2011
Suffield	-	393
Foster Creek	242	242
Nord de l'Alberta	497	497
	<b>739</b>	<b>1 132</b>

Au 31 décembre 2012, la société a déterminé que la valeur comptable de l'unité génératrice de trésorerie de Suffield était supérieure à sa valeur comptable diminuée des coûts de la vente, et le montant intégral de la dépréciation a été attribué au goodwill. Ce goodwill a été constaté en 2002 lors de la constitution de la société remplacée. Une perte de valeur de 393 M\$ a été comptabilisée à titre de perte de valeur du goodwill dans l'état consolidé des résultats et du résultat global. Le bien Suffield se situe sur une base des Forces canadiennes du sud-est de l'Alberta, et ses résultats opérationnels sont comptabilisés par le secteur Hydrocarbures classiques. Les flux de trésorerie futurs de la zone ont été réduits à cause de la baisse des prix du gaz naturel et du pétrole brut et de la hausse des coûts opérationnels. En outre, par suite des dépenses d'investissement minimales consacrées au gaz naturel, la production a surpassé le remplacement des réserves dans cette zone. La diminution des flux de trésorerie futurs et la réduction des volumes ont fait en sorte que le goodwill a surpassé sa juste valeur.

Le montant recouvrable a été calculé à partir de la juste valeur diminuée des coûts de la vente. Un calcul a été effectué en fonction des flux de trésorerie actualisés après impôt qui seraient tirés des réserves prouvées et probables et des prix et coûts estimés par les évaluateurs de réserves indépendants agréés de Cenovus (voir la note 4). Pour apprécier le caractère raisonnable des chiffres obtenus, la société a aussi procédé à une évaluation de la juste valeur par comparaison avec des opérations portant sur des actifs comparables.

Il n'y a eu aucune perte de valeur visant le goodwill en 2011 ni en 2010.

### Sensibilités

Des modifications apportées indépendamment au taux d'actualisation présumé ou aux prix futurs estimatifs auraient l'incidence suivante sur la dépréciation de l'unité génératrice de trésorerie de Suffield :

	Augmentation de 1 % du taux d'actualisation	Diminution de 5 % des prix futurs estimatifs
Dépréciation du goodwill	-	-
Dépréciation des immobilisations corporelles	50	100

## 20. COMPTES CRÉDITEURS ET CHARGES À PAYER

31 décembre	2012	2011
Régularisations	1 510	1 193
Dettes fournisseurs	676	789
Incitatif à long terme à l'intention des employés	196	209
Intérêts	82	72
Autres	186	316
	<b>2 650</b>	<b>2 579</b>

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### 21. DETTE À LONG TERME

31 décembre		2012	2011
Emprunts à terme renouvelables <sup>1)</sup>	A	-	-
Billets non garantis libellés en dollars américains	B	4 726	3 559
Capital total	C	4 726	3 559
Escomptes et coûts de transaction	D	(47)	(32)
		<b>4 679</b>	<b>3 527</b>

1) Les emprunts à terme renouvelables peuvent comprendre des acceptations bancaires, des emprunts contractés au TIOL, des emprunts au taux préférentiel et des emprunts au taux de base américain.

Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 s'est établi à 5,3 % (5,5 % en 2011 et 5,8 % en 2010).

#### A) Emprunt à terme renouvelable

Au 31 décembre 2012, Cenovus disposait d'une facilité de crédit engagée totalisant 3,0 G\$ ou un montant équivalent en dollars américains. La facilité de crédit engagée a été renégociée en septembre 2012; la commission d'attente exigée en contrepartie de la mise à disposition de la facilité a été légèrement réduite, de même que le coût des montants qui en seront prélevés. La date d'échéance a été prorogée au 30 novembre 2016; elle peut être prorogée à l'occasion pour une période d'au plus quatre ans au gré de Cenovus, moyennant l'approbation des prêteurs. Les montants peuvent prendre la forme d'acceptations bancaires, d'emprunts au TIOL, d'emprunts au taux préférentiel ou d'emprunts au taux de base américain. Au 31 décembre 2012, aucune somme n'avait été tirée sur la facilité de crédit bancaire engagée de Cenovus (néant en 2011).

#### B) Billets non garantis

Les billets non garantis comprennent les éléments qui suivent :

31 décembre	Capital en \$ US	2012	2011
4,50 % échéant le 15 septembre 2014	800	796	814
5,70 % échéant le 15 octobre 2019	1 300	1 293	1 322
3,00 % échéant le 15 août 2022	500	498	-
6,75 % échéant le 15 novembre 2039	1 400	1 393	1 423
4,45 % échéant le 15 septembre 2042	750	746	-
	<b>4 750</b>	<b>4 726</b>	<b>3 559</b>

Cenovus a en cours de validité un prospectus préalable de base canadien visant des billets à moyen terme non garantis d'un montant de 1,5 G\$. Le prospectus préalable canadien permet d'émettre à l'occasion des billets à moyen terme libellés en dollars canadiens ou en monnaies étrangères aux termes d'un ou de plusieurs placements. Les modalités des billets, qui comprennent notamment le montant du capital, les intérêts à taux fixe ou variable et les dates d'échéance, seront déterminées à la date d'émission. Au 31 décembre 2012, aucun billet à moyen terme n'était émis dans le cadre de ce prospectus préalable canadien. Le prospectus préalable canadien expire en juin 2014.

Cenovus a en cours de validité un prospectus préalable de base américain visant des billets non garantis d'un montant de 2,0 G\$ US. Le prospectus préalable américain permet d'émettre à l'occasion des titres de créance en dollars américains ou en monnaies étrangères aux termes d'un ou de plusieurs placements. Les modalités des billets, qui comprennent notamment le montant du capital, les intérêts à taux fixe ou variable et les dates d'échéance, seront déterminées à la date d'émission. Au 31 décembre 2012, des billets totalisant 750 M\$ US pouvaient toujours être émis aux termes de ce prospectus préalable de base américain, lequel expire en juillet 2014.

Le 17 août 2012, Cenovus a mené à terme un appel public à l'épargne aux États-Unis visant des billets non garantis de premier rang de 500 M\$ US assortis d'un coupon de 3,00 % et venant à échéance le 15 août 2022 ainsi que des billets non garantis de premier rang de 750 M\$ US assortis d'un coupon de 4,45 % et venant à échéance le 15 septembre 2042, pour un capital total de 1,25 G\$ US. Le produit net de cette émission sera affecté aux besoins généraux de la société, dont le remboursement de sa dette sous forme de papier commercial.

Au 31 décembre 2012, la société respectait toutes les conditions de ses accords de dette.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### C) Paiements obligatoires au titre de la dette

	Capital en \$US	Capital en \$CA	Total équivalent en \$CA
2013	-	-	-
2014	800	-	796
2015	-	-	-
2016	-	-	-
2017	-	-	-
Par la suite	3 950	-	3 930
	<u>4 750</u>	<u>-</u>	<u>4 726</u>

### D) Escomptes et coûts de transaction liés à la dette

Les coûts de transaction et les escomptes liés aux billets non garantis sont comptabilisés au titre de la dette à long terme et sont amortis selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Les coûts de transaction liés à l'emprunt à terme renouvelable sont comptabilisés à titre de charges payées d'avance et sont amortis sur la durée résiduelle de la facilité de crédit engagée. En 2012, des coûts de transaction supplémentaires de 19 M\$ ont été comptabilisés (3 M\$ en 2011).

## 22. PASSIFS RELATIFS AU DÉMANTÈLEMENT

La provision au titre du démantèlement correspond à la valeur actualisée des coûts futurs prévus liés à la mise hors service des actifs de pétrole brut et de gaz naturel en amont et des installations de raffinage. La valeur comptable totale des passifs s'établit comme suit :

31 décembre	2012	2011
Passifs relatifs au démantèlement au début de l'exercice	1 777	1 399
Obligations engagées	99	49
Obligations réglées	(66)	(56)
Transferts et reclassements	3	(55)
Variation des flux de trésorerie futurs estimatifs	144	146
Variation du taux d'actualisation	273	218
Désactualisation des passifs relatifs au démantèlement	86	75
Écart de change	(1)	1
Passifs relatifs au démantèlement à la fin de l'exercice	<u>2 315</u>	<u>1 777</u>

Le montant des flux de trésorerie non actualisés estimatifs requis pour régler les obligations s'élève à 6 865 M\$ (6 541 M\$ en 2011). Ce montant a été actualisé au moyen d'un taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit de 4,2 % (4,8 % en 2011). Il est prévu que la plupart de ces obligations ne seront pas réglées avant plusieurs années, voire décennies, et elles seront financées au moyen des ressources générales à ce moment-là. La révision des flux de trésorerie estimatifs fait suite à l'accélération du calendrier de décaissement des charges d'abandon et de remise en état et à l'augmentation des estimations de coûts.

### Sensibilité

Des variations du taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit ou du taux d'inflation aurait l'incidence suivante sur les passifs relatifs au démantèlement :

31 décembre	2012		2011	
	Taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit	Taux d'inflation	Taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit	Taux d'inflation
Hausse de 1 %	(408)	572	(367)	504
Baisse de 1 %	565	(418)	494	(379)

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### 23. AUTRES PASSIFS

31 décembre	2012	2011
Produit différé	31	35
Incitatif à long terme à l'intention des employés	64	55
Prestations de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi (note 24)	28	16
Autres	28	22
	<b>151</b>	<b>128</b>

### 24. RÉGIMES DE RETRAITE ET AUTRES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

La société offre à ses salariés un régime de retraite qui comprend une composante de prestations définies et une composante de cotisations définies, ainsi que d'autres avantages postérieurs à l'emploi (« AAPE »). La plupart des salariés participent à la composante de prestations définies. Depuis 2012, les salariés admissibles – ceux qui satisfont à certains critères – peuvent choisir de délaissé la composante de cotisations définies pour la convertir en une composante de prestations définies.

La société est tenue de déposer une évaluation actuarielle de son régime de retraite à prestations définies enregistré auprès des autorités de réglementation provinciales au moins tous les trois ans. L'évaluation actuarielle la plus récente qui a été déposée est datée du 30 juin 2012, et la prochaine évaluation actuarielle requise sera établie au 31 décembre 2014.

La composante de prestations définies procure des prestations aux salariés à la retraite établies en fonction des années de service et des gains moyens de fin de carrière. L'adhésion sera désormais limitée aux salariés admissibles qui satisfont à certains critères. Cette composante est capitalisée conformément à la législation fédérale et provinciale en matière de pension, lorsqu'une telle législation est en vigueur. Ces cotisations sont versées à une fiducie administrée par un fiduciaire indépendant. Les cotisations de la société au régime de retraite à prestations définies sont établies en fonction des résultats de l'évaluation actuarielle et des directives du comité des ressources humaines et de la rémunération du conseil d'administration.

Les AAPE de la société procurent aux salariés à la retraite des prestations d'assurance vie, de soins de santé et de soins dentaires jusqu'à l'âge de 65 ans. Ces avantages sont financés selon les besoins.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### A) Obligation au titre des prestations définies et des AAPE et situation de capitalisation

L'information à l'égard des prestations définies et des AAPE fondée sur les estimations actuarielles s'établit comme suit :

31 décembre	Prestations de retraite		AAPE	
	2012	2011	2012	2011
<b>Obligation au titre des prestations définies</b>				
Obligation au titre des prestations définies au début de l'exercice	84	68	19	14
Coûts des services rendus au cours de l'exercice	10	3	2	2
Coût financier	4	3	1	1
Prestations versées	(2)	(1)	-	-
Cotisations des participants	1	-	-	-
(Gains) pertes actuariel(le)s	7	11	(2)	2
Conversion du régime	30	-	-	-
Obligation au titre des prestations définies à la fin de l'exercice	134	84	20	19
<b>Actifs du régime</b>				
Juste valeur des actifs du régime au début de l'exercice	61	59	-	-
Rendement prévu des actifs du régime	4	3	-	-
Cotisations de l'employeur	22	4	-	-
Cotisations des participants	1	-	-	-
Gains (pertes) actuariel(le)s	-	(4)	-	-
Prestations versées	(2)	(1)	-	-
Transfert d'actifs à la conversion du régime	12	-	-	-
Juste valeur des actifs du régime à la fin de l'exercice	98	61	-	-
Situation de capitalisation – (Insuffisance) des actifs du régime sur l'obligation au titre des prestations	(36)	(23)	(20)	(19)
(Gain) perte actuariel(le) net(te) non amorti(e) non comptabilisé(e)	26	22	2	4
<b>(Passif) au titre des prestations de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi</b>				
	(10)	(1)	(18)	(15)

Le passif au titre des prestations de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi est comptabilisé au poste Autres passifs des états consolidés de la situation financière.

### B) Charges au titre des prestations de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi

Les charges au titre des prestations de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi s'établissent comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	Prestations de retraite			AAPE		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Coût des services rendus au cours de l'exercice	10	3	3	3	2	1
Coût financier	4	4	3	1	1	1
Rendement attendu des actifs du régime	(4)	(4)	(3)	-	-	-
Gains (pertes) actuariels	3	1	-	-	-	-
Coût des services passés <sup>1)</sup>	18	-	-	-	-	-
Coût de la composante de prestations définies	31	4	3	4	3	2
Coût de la composante de cotisations définies	25	22	18	-	-	-
Coût total du régime	56	26	21	4	3	2

1) Coût des services passés à l'égard des salariés admissibles à qui on a donné le choix (une seule fois) de délaisser la composante de cotisations définies pour la convertir en une composante de prestations définies de manière rétrospective, soit à la date où ils auraient eu le droit d'adhérer à la composante de prestations définies, soit au 30 novembre 2009, selon la plus récente de ces deux dates. Le coût des services passés était entièrement acquis et a été comptabilisé immédiatement.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

Les charges au titre des prestations de retraite sont comptabilisées dans les charges opérationnelles, les frais généraux et frais d'administration, les immobilisations corporelles ou les actifs de prospection et d'évaluation, selon le poste où sont comptabilisés les salaires et avantages des employés rendant les services.

### C) Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses moyennes pondérées retenues pour établir les obligations et les charges au titre des prestations sont les suivantes :

	Prestations de retraite			AAPE		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
<b>Obligations au titre des prestations aux 31 décembre</b>						
Taux d'actualisation	4,00 %	4,25 %	5,25 %	4,00 %	4,25 %	5,25 %
Taux d'augmentation de la rémunération	4,39 %	3,99 %	4,05 %	5,77 %	5,77 %	5,65 %
<b>Charges au titre des prestations de l'exercice</b>						
Taux d'actualisation	4,25 %	5,25 %	6,00 %	4,25 %	5,25 %	6,00 %
Rendement prévu des actifs du régime	5,54 %	5,59 %	5,59 %	s. o.	s. o.	s. o.
Taux d'augmentation de la rémunération	3,99 %	4,05 %	4,05 %	5,77 %	5,65 %	5,77 %

Les taux d'actualisation sont déterminés par rapport aux rendements sur le marché d'instruments de créance de sociétés de qualité supérieure dont la durée est semblable à celle des obligations au titre des prestations à la fin de la période de présentation de l'information.

Le taux de rendement prévu des actifs du régime est établi en fonction des taux de rendement passé et projeté de chaque catégorie d'actifs représentée dans le portefeuille de placement du régime.

La durée moyenne résiduelle prévue d'activité des salariés actifs qui participent à la composante de prestations définies et autres avantages postérieurs à l'emploi est de 7 et de 11 ans, respectivement.

Le tableau ci-dessous indique les hypothèses en matière d'évolution du coût des soins de santé :

	2012	2011	2010
Évolution du coût des soins de santé pour le prochain exercice	8 %	10 %	10 %
Taux vers lequel la tendance s'achemine graduellement	5 %	5 %	5 %
Exercice au cours duquel le taux devrait se stabiliser	2021	2022	2021

Les hypothèses en matière d'évolution du coût des soins de santé influent sur les montants des AAPE présentés. Une variation de un point de pourcentage de ces hypothèses aurait l'incidence suivante :

	Augmentation de un point de pourcentage	Diminution de un point de pourcentage
Incidence sur le coût des services et le coût financier	-	-
Incidence sur le passif au titre des prestations de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi	1	(1)

### D) Actifs du régime et objectifs de placement

L'objectif de la répartition des actifs consiste à gérer la situation de capitalisation du régime tout en respectant un degré de risque acceptable, compte tenu de la sécurité des actifs et de la volatilité éventuelle des rendements ainsi que des répercussions de ces facteurs sur la charge de retraite et les besoins en matière de prestations. Le rendement à long terme est censé atteindre ou surpasser le rendement d'un indice mixte composé de placements passifs dans des indices du marché appropriés. La répartition des actifs est assujettie à des exigences et à des contraintes en matière de diversification qui réduisent le risque en limitant l'exposition à un placement boursier donné et à des catégories précises de cotes de crédit.

Le rendement réel sur les actifs du régime au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012 a été de 3 M\$ (néant en 2011).



## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

La répartition moyenne pondérée des actifs du régime de la société, établie en fonction des valeurs sur le marché aux 31 décembre 2011 et 2010, s'établissait comme suit :

	Cible	Pourcentage des actifs du régime	
		2012	2011
Titres de participation	65-70 %	63 %	60 %
Titres de créance	30 %	30 %	33 %
Immobilier et autres	0-5 %	7 %	7 %
Total	100 %	100 %	100 %

Les titres de participation ne comprennent pas de placement direct dans des actions de Cenovus.

Les cotisations prévues pour l'exercice se clôturant le 31 décembre 2013 sont de 15 M\$ pour le régime à prestations définies et de néant pour les AAPE.

### E) Ajustements liés à l'expérience apportés au régime de retraite à prestations définies et aux AAPE

Les ajustements liés à l'expérience sont exprimés ci-dessous en pourcentage du total des actifs et des passifs du régime :

31 décembre	2012	2011	2010
<b>Prestations définies</b>			
Ajustements liés à l'expérience relatifs aux passifs du régime	2 %	(1) %	3 %
Ajustements liés à l'expérience relatifs aux actifs du régime	0 %	7 %	(2) %
<b>AAPE</b>			
Ajustements liés à l'expérience relatifs aux passifs du régime	3 %	2 %	2 %

## 25. CAPITAL SOCIAL

### A) Autorisé

Cenovus est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires, un nombre illimité d'actions préférentielles de premier rang et un nombre illimité d'actions préférentielles de second rang. Les actions préférentielles de premier rang et les actions préférentielles de second rang peuvent être émises en une ou plusieurs séries et être assorties de droits et conditions établies par le conseil d'administration avant leur émission, sous réserve des statuts de la société.

### B) Émis et en circulation

31 décembre	2012		2011	
	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Montant	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Montant
Actions en circulation au début de l'exercice	754 499	3 780	752 675	3 716
Actions ordinaires émises en vertu des régimes d'options sur actions	1 344	49	1 824	64
Actions en circulation à la fin de l'exercice	755 843	3 829	754 499	3 780

Au 31 décembre 2012, aucune action préférentielle n'était en circulation (néant en 2011).

Au 31 décembre 2012, 28 millions d'actions ordinaires (30 millions en 2011) pouvaient être émises ultérieurement aux termes des régimes d'options.

La société offre un régime de réinvestissement des dividendes (« RRD ») selon lequel les actionnaires ordinaires peuvent réinvestir la totalité ou une partie des dividendes qui sont versés sur les actions ordinaires sous forme d'actions ordinaires supplémentaires. À la discrétion de la société, les actions ordinaires supplémentaires peuvent être émises sur le capital social autorisé au cours moyen du marché ou achetées sur le marché.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### C) Surplus d'apport

Le surplus d'apport de Cenovus correspond aux résultats non distribués de la société avant la scission d'avec Encana dans le cadre de l'arrangement en vue de constituer deux sociétés d'énergie indépendantes, soit Encana et Cenovus. En outre, le surplus d'apport comprend la charge de personnel relative aux DRN de la société comme il est décrit à la note 26 A.

	Résultat avant l'arrangement	Rémunération fondée sur des actions	Total
Au 31 décembre 2010	4 083	-	4 083
Charge de rémunération fondée sur des actions	-	24	24
Au 31 décembre 2011	4 083	24	4 107
Charge de rémunération fondée sur des actions	-	47	47
Au 31 décembre 2012	<b>4 083</b>	<b>71</b>	<b>4 154</b>

## 26. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

### A) Régime d'options sur actions destiné aux employés

Cenovus offre à ses employés un régime d'options sur actions qui leur permet d'exercer une option d'achat d'actions ordinaires de la société. Le prix d'exercice des options avoisine le cours du marché des actions ordinaires à la date d'attribution des options. Après un an, 30 % des options attribuées peuvent être exercées; une autre tranche de 30 % des options attribuées peut être exercée après deux ans, et toutes les options peuvent être exercées après trois ans. Les options attribuées avant le 17 février 2010 viennent à échéance après cinq ans alors que les options attribuées le 17 février 2010 et par la suite expirent après sept ans.

Les options émises par la société aux termes du régime d'options sur actions avant le 24 février 2011 sont assorties de droits à l'appréciation d'actions jumelés. Au lieu d'exercer les options, les porteurs des droits à l'appréciation d'actions jumelés peuvent ainsi recevoir un paiement en trésorerie égal à l'excédent du prix du marché des actions ordinaires de Cenovus sur le prix d'exercice de l'option à la date d'exercice.

Les options émises par la société le 24 février 2011 et par la suite sont assorties de droits de règlement net. Au lieu d'exercer les options, les porteurs des droits de règlement net peuvent ainsi recevoir le nombre d'actions ordinaires qui pourraient être acquises avec l'excédent du prix du marché des actions ordinaires de Cenovus sur le prix d'exercice de l'option à la date d'exercice.

Les droits à l'appréciation d'actions jumelés et les droits de règlement net s'acquièrent et viennent à échéance selon les mêmes conditions que les options sous-jacentes. Aux fins de la présente note annexe aux états financiers, les abréviations « DAAJ » (droits à l'appréciation d'actions jumelés) et « DRN » (droits de règlement net) s'entendent des options assorties de ces droits.

De plus, certains DAAJ sont fondés sur le rendement (« DAAJR »). Les DAAJR s'acquièrent et expirent selon les mêmes conditions que les options auxquelles ils se rattachent. De plus, l'acquisition des droits est assujettie à l'atteinte par Cenovus d'un rendement prescrit à l'égard de certaines mesures clés prédéfinies. Les DAAJR qui ne sont pas acquis lorsqu'ils pourraient l'être sont perdus.

Aux termes de l'arrangement décrit à la note 1, chacun des employés de Cenovus et d'Encana a échangé chaque DAAJ original d'Encana qu'il détenait contre un DAAJ de remplacement de Cenovus et un DAAJ de remplacement d'Encana. Les conditions des DAAJ de remplacement de Cenovus et d'Encana sont semblables à celles des DAAJ originaux d'Encana. Le prix d'exercice original des DAAJ d'Encana a été réparti entre les DAAJ de remplacement de Cenovus et d'Encana en fonction du prix d'exercice moyen pondéré du volume quotidien de négociation des actions ordinaires de Cenovus par rapport au prix de celles d'Encana à la Bourse de Toronto le 2 décembre 2009. Les DAAJ et les DAAJ de remplacement de Cenovus sont évalués en fonction du prix des actions ordinaires de la société, alors que les DAAJ de remplacement d'Encana le sont par rapport au prix des actions ordinaires d'Encana. Les DAAJ de remplacement de Cenovus sont assortis des mêmes dispositions d'acquisition de droits que le régime d'options sur actions à l'intention des employés, dispositions qui sont indiquées ci-dessus. Les DAAJR originaux d'Encana ont également été échangés aux mêmes conditions que les DAAJ originaux d'Encana.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

31 décembre 2012	Émis	Durée (en années)	Durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée (en années)	Prix d'exercice moyen pondéré (en \$)	Cours de clôture de l'action (en \$)	En cours
DAAJ de remplacement d'Encana détenus par des employés de Cenovus	Avant l'arrangement	5	0,66	32,66	19,66	7 722
DAAJ de remplacement de Cenovus détenus par des employés d'Encana	Avant l'arrangement	5	0,70	29,29	33,29	5 229
DAAJ	Avant le 17 février 2010	5	0,72	29,28	33,29	6 225
DAAJ	Le 17 février 2010 ou par la suite	7	4,20	26,71	33,29	5 026
DRN	Le 24 février 2011 ou par la suite	7	5,85	37,52	33,29	15 074

Sauf indication contraire, tous les renvois aux DAAJ se rapportent collectivement aux DAAJ émis et aux DAAJ de remplacement de Cenovus.

### DRN

La juste valeur unitaire moyenne pondérée des DRN attribués au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012 s'est établie à 7,62 \$, avant prise en considération des droits perdus, lesquels sont pris en considération dans la détermination du coût total pour la période. La juste valeur de chaque DRN a été estimée à la date d'attribution selon le modèle d'évaluation de Black-Scholes-Merton et en fonction des hypothèses moyennes pondérées suivantes :

Taux d'intérêt sans risque	1,37 %
Rendement de l'action prévu	2,31 %
Volatilité prévue <sup>1)</sup>	28,62 %
Durée prévue (années)	4,55

1) La volatilité prévue a été évaluée selon la volatilité historique de l'action de la société et des actions de sociétés comparables du secteur.

Les tableaux suivants résument l'information sur les DRN au 31 décembre 2012 :

31 décembre 2012 (en milliers)	DRN	Prix d'exercice moyen pondéré (en \$)
En cours au début de l'exercice	5 809	36,95
Attribués	9 665	37,87
Exercés contre des actions ordinaires	(5)	33,99
Perdus	(395)	37,56
En cours à la fin de l'exercice	15 074	37,52
Exercés à la fin de l'exercice	1 700	36,98

En ce qui concerne les options exercées au cours de l'exercice, le cours moyen pondéré de l'action de Cenovus à la date d'exercice se situait à 35,28 \$.

31 décembre 2012 Fourchette de prix d'exercice (\$)	DRN en cours (en milliers)	
	DRN	Prix d'exercice moyen pondéré (en \$)
De 30,00 à 39,99	15 074	37,52

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

31 décembre 2012 Fourchette de prix d'exercice (\$)	DRN exerçables (en milliers)	
	DRN	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)
De 30,00 à 39,99	1 700	36,98

### DAAJ détenus par les employés de Cenovus

La société a comptabilisé un passif de 64 M\$ au 31 décembre 2012 (90 M\$ au 31 décembre 2011) dans l'état consolidé de la situation financière selon la juste valeur de tous les DAAJ détenus par les employés de Cenovus. La juste valeur a été estimée à la fin de la période selon le modèle d'évaluation Black-Scholes-Merton et en fonction des hypothèses moyennes pondérées suivantes :

Taux d'intérêt sans risque	1,28 %
Rendement de l'action prévu	2,58 %
Volatilité prévue <sup>1)</sup>	27,80 %
Cours de l'action ordinaire de Cenovus	33,29 \$

1) La volatilité prévue a été évaluée selon la volatilité historique de l'action de la société et des actions de sociétés comparables du secteur.

La valeur intrinsèque des DAAJ acquis et détenus par les employés de Cenovus s'établissait à 45 M\$ au 31 décembre 2012 (43 M\$ en 2011).

Les tableaux suivants présentent l'information sur les DAAJ détenus par les employés de Cenovus au 31 décembre 2012 :

Au 31 décembre 2012 (en milliers)	DAAJ	DAAJR	Total	Prix d'exercice moyen pondéré (en \$)
En cours au début de l'exercice	9 391	5 530	14 921	28,12
Attribués	-	-	-	-
Exercés contre paiement en trésorerie	(937)	(1 057)	(1 994)	28,52
Exercés en tant qu'options sur actions ordinaires	(683)	(641)	(1 324)	27,77
Perdus	(134)	(207)	(341)	26,77
Expirés	(11)	-	(11)	30,85
En cours à la fin de l'exercice	7 626	3 625	11 251	28,13
Exerçables à la fin de l'exercice	5 369	3 625	8 994	28,46

En ce qui concerne les options exercées au cours de l'exercice, le cours moyen pondéré de l'action ordinaire de Cenovus à la date d'exercice se situait à 36,73 \$.

31 décembre 2012 Fourchette de prix d'exercice (\$)	DAAJ en cours (en milliers)			Durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée (en années)	Prix d'exercice moyen pondéré (en \$)
	DAAJ	DAAJR	Total		
De 20,00 à 29,99	6 269	2 143	8 412	2,88	26,38
De 30,00 à 39,99	1 294	1 482	2 776	0,48	33,10
De 40,00 à 49,99	63	-	63	0,45	43,29
	7 626	3 625	11 251	2,27	28,13

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

31 décembre 2012 Fourchette de prix d'exercice (\$)	DAAJ exerçables (en milliers)			Prix d'exercice moyen pondéré (en \$)
	DAAJ	DAAJR	Total	
De 20,00 à 29,99	4 132	2 143	6 275	26,35
De 30,00 à 39,99	1 174	1 482	2 656	33,11
De 40,00 à 49,99	63	-	63	43,29
	<b>5 369</b>	<b>3 625</b>	<b>8 994</b>	<b>28,46</b>

Le cours de clôture de l'action ordinaire de Cenovus à la TSX au 31 décembre 2012 s'établissait à 33,29 \$.

### DAAJ de remplacement d'Encana détenus par les employés de Cenovus

Cenovus doit rembourser à Encana les paiements en trésorerie que celle-ci a versés aux employés de Cenovus lorsque ces derniers ont exercé des DAAJ de remplacement d'Encana contre trésorerie. Aucun DAAJ de remplacement d'Encana additionnel ne sera attribué aux employés de Cenovus.

La société a comptabilisé un passif de 1 M\$ au 31 décembre 2012 (1 M\$ en 2011) dans l'état consolidé de la situation financière, selon la juste valeur de tous les DAAJ de remplacement d'Encana détenus par les employés de Cenovus. La juste valeur a été estimée à la fin de la période selon le modèle d'évaluation de Black-Scholes-Merton et en fonction des hypothèses moyennes pondérées suivantes :

Taux d'intérêt sans risque	1,21 %
Rendement de l'action prévu	3,86 %
Volatilité prévue <sup>1)</sup>	30,40 %
Cours de l'action ordinaire d'Encana	19,66 \$

1) La volatilité prévue a été évaluée selon la volatilité historique des actions cotées d'Encana.

La valeur intrinsèque des DAAJ de remplacement d'Encana acquis et détenus par les employés de Cenovus était de néant au 31 décembre 2012 (néant en 2011).

Les tableaux suivants présentent sommairement l'information sur les DAAJ de remplacement d'Encana détenus par les employés de Cenovus au 31 décembre 2012 :

31 décembre 2012 (en milliers)	DAAJ	DAAJR	Total	Prix d'exercice moyen pondéré (en \$)
En cours au début de l'exercice	4 281	6 130	10 411	31,97
Exercés contre paiement en trésorerie	-	-	-	-
Exercés en tant qu'options sur actions ordinaires d'Encana	-	-	-	-
Perdus	(112)	(333)	(445)	31,04
Expirés	(1 008)	(1 236)	(2 244)	29,79
En cours à la fin de l'exercice	<b>3 161</b>	<b>4 561</b>	<b>7 722</b>	<b>32,66</b>
Exerçables à la fin de l'exercice	<b>3 161</b>	<b>4 561</b>	<b>7 722</b>	<b>32,66</b>

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### DAAJ en cours et exerçables (en milliers)

31 décembre 2012 Fourchette de prix d'exercice (\$)	DAAJ	DAAJR	Total	Durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée (en années)	Prix d'exercice moyen pondéré (en \$)
De 20,00 à 29,99	1 564	2 510	4 074	1,12	29,02
De 30,00 à 39,99	1 465	2 051	3 516	0,15	36,41
De 40,00 à 49,99	130	-	130	0,48	44,85
De 50,00 à 59,99	2	-	2	0,39	50,39
	<b>3 161</b>	<b>4 561</b>	<b>7 722</b>	<b>0,66</b>	<b>32,66</b>

Le cours de clôture des actions ordinaires d'Encana à la TSX au 31 décembre 2012 s'établissait à 19,66 \$.

### DAAJ de remplacement de Cenovus détenus par les employés d'Encana

Encana doit rembourser à Cenovus les paiements en trésorerie que celle-ci a versés aux employés d'Encana lorsque ces derniers ont exercé des DAAJ de remplacement de Cenovus contre trésorerie. Aucune charge de personnel n'a été comptabilisée et aucun DAAJ de remplacement de Cenovus ne sera attribué aux employés d'Encana.

La société a comptabilisé un passif de 35 M\$ au 31 décembre 2012 (83 M\$ en 2011) dans l'état consolidé de la situation financière, selon la juste valeur de tous les DAAJ de remplacement de Cenovus détenus par les employés d'Encana, un compte débiteur d'un montant correspondant étant inscrit par Encana. La juste valeur a été estimée à la fin de la période selon le modèle d'évaluation de Black-Scholes-Merton et en fonction des hypothèses moyennes pondérées suivantes :

Taux d'intérêt sans risque	1,21 %
Rendement de l'action prévu	2,58 %
Volatilité prévue <sup>1)</sup>	27,80 %
Cours de l'action ordinaire de Cenovus	33,29 \$

1) La volatilité prévue a été évaluée selon la volatilité historique de l'action de la société et des actions de sociétés comparables du secteur.

La valeur intrinsèque des DAAJ de remplacement de Cenovus acquis détenus par les employés d'Encana s'établissait à 22 M\$ au 31 décembre 2012 (32 M\$ au 31 décembre 2011).

Les tableaux suivants présentent l'information sur les DAAJ de remplacement de Cenovus détenus par les employés d'Encana au 31 décembre 2012 :

31 décembre 2012 (en milliers)	DAAJ	DAAJR	Total	Prix d'exercice moyen pondéré (en \$)
En cours au début de l'exercice	3 935	5 751	9 686	28,96
Exercés contre paiement en trésorerie	(1 788)	(2 189)	(3 977)	28,69
Exercés en tant qu'options sur actions ordinaires	(8)	(12)	(20)	26,64
Perdus	(84)	(314)	(398)	27,67
Expirés	(30)	(32)	(62)	27,67
En cours à la fin de l'exercice	<b>2 025</b>	<b>3 204</b>	<b>5 229</b>	<b>29,29</b>
Exerçables à la fin de l'exercice	<b>2 025</b>	<b>3 204</b>	<b>5 229</b>	<b>29,29</b>

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

En ce qui concerne les options exercées au cours de l'exercice, le cours moyen pondéré de l'action ordinaire de Cenovus à la date d'exercice se situait à 36,72 \$.

### DAAJ en cours et exerçables (en milliers)

31 décembre 2012 Fourchette de prix d'exercice (\$)	DAAJ	DAAJR	Total	Durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée (en années)	Prix d'exercice moyen pondéré (en \$)
De 20,00 à 29,99	1 087	1 899	2 986	1,12	26,27
De 30,00 à 39,99	886	1 305	2 191	0,14	33,08
De 40,00 à 49,99	52	-	52	0,44	42,70
	<b>2 025</b>	<b>3 204</b>	<b>5 229</b>	<b>0,70</b>	<b>29,29</b>

Le cours de clôture de l'action ordinaire de Cenovus à la TSX au 31 décembre 2012 s'établissait à 33,29 \$.

### B) Unités d'actions liées au rendement

Cenovus a attribué des unités d'actions liées au rendement (« UAR ») à certains employés aux termes de son régime d'unités d'actions liées au rendement destiné aux employés. Les UAR sont des unités d'actions entières qui permettent aux employés 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. Pour certaines UAR, le nombre d'UAR admissibles au paiement est établi sur une période de trois ans, en fonction de 30 % du nombre d'unités attribuées la première année, d'une autre tranche de 30 % la deuxième année et d'une dernière tranche de 40 % la troisième année. Les droits relatifs à toutes les UAR peuvent s'acquérir si le rendement prescrit à l'égard de certaines mesures clés prédéfinies est atteint. Les droits afférents aux UAR sont acquis après trois ans.

La société a comptabilisé un passif de 124 M\$ au 31 décembre 2012 (55 M\$ en 2011) dans l'état consolidé de la situation financière au titre des UAR, selon la valeur marchande de ses actions ordinaires au 31 décembre 2012. La valeur intrinsèque des UAR acquises était nulle aux 31 décembre 2012 et 2011 puisque les UAR sont payées à l'acquisition des droits.

Le tableau suivant résume l'information sur les UAR détenues par les employés de Cenovus au 31 décembre 2012 :

(en milliers)	UAR
En cours au début de l'exercice	2 623
Attribuées	2 704
Annulées	(183)
Unités au lieu de dividendes	114
En cours à la fin de l'exercice	<b>5 258</b>

### C) Unités d'actions différées

Aux termes de deux régimes d'unités d'actions différées, les administrateurs, les dirigeants et les employés de Cenovus peuvent recevoir des unités d'actions différées (« UAD ») dont chacune est l'équivalent d'une action ordinaire de la société. Les employés ont la possibilité de convertir en UAD 0 %, 25 % ou 50 % de leur prime annuelle. Les UAD s'acquièrent sur-le-champ, sont rachetées selon les conditions de l'entente et expirent le 15 décembre de l'année qui suit la cessation du mandat d'administrateur ou la cessation de l'emploi.

La société a comptabilisé un passif de 36 M\$ au 31 décembre 2012 (35 M\$ en 2011) dans l'état consolidé de la situation financière au titre des UAD, selon la valeur marchande de ses actions ordinaires au 31 décembre 2012. La valeur intrinsèque des UAD acquises égale leur valeur comptable puisque les UAD s'acquièrent au moment de l'attribution.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

Le tableau suivant présente un résumé de l'information sur les UAD détenues par les administrateurs, les dirigeants et les employés de Cenovus au 31 décembre 2012 :

(en milliers)	UAD
En cours au début de l'exercice	1 042
Attribuées aux administrateurs	64
Attribuées contre des primes annuelles	22
Unités au lieu de dividendes	30
Exercées	(74)
En cours à la fin de l'exercice	1 084

### D) Total de la charge (l'économie) de rémunération fondée sur des actions

Le tableau suivant résume la charge (l'économie) de rémunération fondée sur des actions comptabilisée pour tous les régimes aux états consolidés des résultats et du résultat global à titre de charges opérationnelles et de frais généraux et frais d'administration :

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
DRN	27	16	-
DAAJ détenus par les employés de Cenovus	(1)	24	45
DAAJ de remplacement d'Encana détenus par les employés de Cenovus	-	(8)	(20)
UAR	46	27	13
UAD	3	4	9
<b>Total de la charge (l'économie) de rémunération fondée sur des actions</b>	<b>75</b>	<b>63</b>	<b>47</b>

## 27. CHARGE DE PERSONNEL

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Salaires, primes et autres avantages à court terme	441	399	348
Régime de retraite à cotisations définies	14	13	11
Régime de retraite à prestations définies et AAPE	20	4	(1)
Rémunération fondée sur des actions (note 26)	75	63	47
	<b>550</b>	<b>479</b>	<b>405</b>

## 28. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

### Rémunération des principaux dirigeants

Les principaux dirigeants comprennent les administrateurs (dirigeants et non dirigeants), les cadres dirigeants, les vice-présidents directeurs et les vice-présidents. La rémunération payée ou à payer s'établit comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Salaires, jetons de présence et avantages à court terme	27	25	22
Avantages postérieurs à l'emploi	7	3	2
Autres avantages à long terme	-	-	-
Rémunération fondée sur des actions	35	35	37
<b>Total</b>	<b>69</b>	<b>63</b>	<b>61</b>

Les avantages postérieurs à l'emploi correspondent à la valeur actuelle des prestations de retraite futures accumulées durant l'exercice. La rémunération fondée sur des actions inclut les coûts comptabilisés au cours de l'exercice relativement aux options sur actions, aux DRN, aux DAAJ, aux UAR et aux UAD.



## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### 29. PARTICIPATIONS DANS DES ACTIVITÉS SOUS CONTRÔLE CONJOINT

Le 2 janvier 2007, Cenovus est devenue partenaire à 50 % d'une coentreprise intégrée d'exploitation du pétrole lourd en Amérique du Nord. La coentreprise intégrée est constituée par l'intermédiaire de deux partenariats. L'entité en amont, FCCL Partnership, exerce des activités de mise en valeur et de production de pétrole brut et est sous contrôle conjoint avec ConocoPhillips. L'entité de raffinage, WRB Refining LP, comprend deux raffineries aux États-Unis et est centrée sur le raffinage du pétrole brut en pétrole raffiné et en produits chimiques. Le contrôle de WRB est partagé avec Phillips 66.

Cenovus comptabilise sa quote-part des actifs, des passifs, des produits et des charges de ces deux entreprises communes (selon la méthode de la consolidation proportionnelle), le résultat opérationnel de ces entités étant compris respectivement dans les secteurs Sables bitumineux et Raffinage et commercialisation. Les montants suivants sont inclus dans les états financiers consolidés de Cenovus relativement aux deux partenariats :

Comptes de résultat Exercices clos les 31 décembre	FCCL Partnership <sup>1)</sup>			WRB Refining LP <sup>1)</sup>		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>3 132</b>	2 364	1 829	<b>9 160</b>	8 672	6 624
<b>Charges</b>						
Marchandises achetées	-	-	-	<b>7 339</b>	7 223	6 095
Charges opérationnelles, frais de transport et de fluidification et profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	<b>1 944</b>	1 397	1 074	<b>552</b>	473	462
<b>Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles</b>	<b>1 188</b>	967	755	<b>1 269</b>	976	67
Amortissement et épuisement	<b>303</b>	205	210	<b>135</b>	130	86
Autres charges (produits)	<b>1</b>	(136)	20	<b>4</b>	(4)	13
<b>Résultat net</b>	<b>884</b>	898	525	<b>1 130</b>	850	(32)

<sup>1)</sup> FCCL Partnership et WRB Refining LP ne sont pas des entités fiscales distinctes. La responsabilité de l'impôt sur le résultat de ces deux sociétés incombe à leurs partenaires respectifs.

31 décembre	FCCL Partnership		WRB Refining LP	
	2012	2011	2012	2011
Trésorerie et équivalents de trésorerie	<b>388</b>	145	<b>172</b>	166
Autres actifs courants	<b>761</b>	792	<b>1 111</b>	1 236
Actif non courant	<b>7 599</b>	6 864	<b>3 087</b>	3 188
Passif courant	<b>350</b>	317	<b>566</b>	759
Passif non courant	<b>137</b>	83	<b>58</b>	73

L'engagement en capital par l'intermédiaire des entités sous contrôle conjoint s'établit comme suit :

31 décembre 2012	1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans	Par la suite	Total
Engagement en capital <sup>1)</sup>	<b>268</b>	<b>34</b>	<b>44</b>	<b>40</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>389</b>

<sup>1)</sup> Les contrats conclus au nom de FCCL Partnership et de WRB Refining LP sont reflétés à hauteur de la participation de 50 % de Cenovus.

31 décembre 2011	1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans	Par la suite	Total
Engagement en capital <sup>1)</sup>	<b>179</b>	<b>58</b>	<b>11</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>253</b>

<sup>1)</sup> Les contrats conclus au nom de FCCL Partnership et de WRB Refining LP sont reflétés à hauteur de la participation de 50 % de Cenovus.

Il n'existe aucun passif éventuel lié à la participation de la société dans les entités sous contrôle conjoint ou lié aux entités sous contrôle conjoint en tant que telles.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### 30. STRUCTURE FINANCIÈRE

Les objectifs ciblés par Cenovus pour sa structure financière n'ont pas changé par rapport aux périodes précédentes. La structure financière de la société se compose des capitaux propres et de la dette. La dette comprend les emprunts à court terme ainsi que la partie courante et la partie non courante de la dette à long terme, à l'exclusion des montants relatifs à l'apport des sociétés de personnes à recevoir ou à payer. Dans la gestion de sa structure financière, Cenovus vise à maintenir une souplesse financière, à préserver son accès aux marchés des capitaux et à s'assurer d'être en mesure de financer la croissance générée en interne et les acquisitions potentielles tout en maintenant sa capacité à remplir ses obligations financières.

Cenovus surveille sa structure financière et ses besoins de financement, entre autres, à l'aide de ratios financiers non conformes aux PCGR, soit le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté (« BAIIA ajusté »). Ces ratios sont des mesures de la santé financière générale de la société et sont utilisés pour gérer son endettement global.

Cenovus cible toujours un ratio dette/capitaux permanents entre 30 % et 40 % à long terme.

31 décembre	2012	2011
Dette à long terme	4 679	3 527
Capitaux propres	9 806	9 406
Capitaux permanents	14 485	12 933
<b>Ratio dette/capitaux permanents</b>	<b>32 %</b>	<b>27 %</b>

Cenovus continue de viser un ratio dette/BAIIA ajusté entre 1,0 et 2,0 à long terme.

31 décembre	2012	2011	2010
Dette	4 679	3 527	3 432
Résultat net	993	1 478	1 081
Ajouter (déduire) :			
Charges financières	455	447	498
Produits d'intérêts	(109)	(124)	(144)
Charge d'impôt sur le résultat	783	729	223
Amortissement et épuisement	1 585	1 295	1 302
Perte de valeur du goodwill	393	-	-
Coûts de prospection	68	-	-
(Profit) perte latent(e) sur la gestion des risques	(57)	(180)	(46)
(Profit) perte de change, montant net	(20)	26	(51)
(Profit) perte à la sortie d'actifs	-	(107)	(116)
Autre (profit) perte, montant net	(5)	4	(13)
BAIIA ajusté	4 086	3 568	2 734
<b>Ratio dette/BAIIA ajusté</b>	<b>1,1 x</b>	<b>1,0 x</b>	<b>1,3 x</b>

Cenovus a l'intention de conserver des cotes de crédit de premier ordre pour s'assurer de préserver son accès aux marchés de capitaux et de maintenir sa souplesse financière et être ainsi en mesure de financer ses programmes d'immobilisations, de remplir ses obligations financières et de financer ses acquisitions potentielles. Cenovus fera preuve de discipline en matière de capital et gèrera sa structure financière de façon à disposer de liquidités suffisantes à tous les stades du cycle économique. Pour gérer sa structure financière, Cenovus peut modifier ses dépenses d'investissement et ses charges opérationnelles ainsi que les dividendes versés aux actionnaires, racheter des actions pour les annuler aux termes d'offres publiques de rachat dans le cours normal de l'activité, émettre de nouvelles actions, émettre de nouveaux titres d'emprunt, effectuer des prélèvements sur ses facilités de crédit ou rembourser la dette existante.

Au 31 décembre 2012, Cenovus se conformait à toutes les conditions de ses conventions d'emprunt.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### 31. INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES

Les actifs et passifs financiers consolidés de Cenovus comprennent la trésorerie et ses équivalents, les comptes débiteurs et produits à recevoir, les comptes créditeurs et charges à payer, l'apport à la coentreprise à recevoir et à payer, les emprunts et les prêts aux partenaires, les actifs et passifs liés à la gestion des risques, les créances à long terme, les emprunts à court terme et la dette à long terme. Les actifs et passifs liés à la gestion des risques découlent de l'utilisation d'instruments financiers dérivés.

#### A) Juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers

En raison de leur échéance à court terme, la trésorerie et ses équivalents, les comptes débiteurs et produits à recevoir, les comptes créditeurs et charges à payer ainsi que les emprunts à court terme ont une juste valeur qui avoisine leur valeur comptable.

La juste valeur de l'effet à recevoir et à payer lié à l'apport à la coentreprise ainsi que celle des emprunts et des prêts aux partenaires et des créances à long terme se rapprochent de leur valeur comptable, en raison du caractère non négociable de ces instruments.

Les actifs et passifs liés à la gestion des risques sont comptabilisés à leur juste valeur estimative établie en fonction des prix cotés sur les marchés ou, en l'absence de tels prix, sur des indications et des prévisions des marchés provenant de tiers.

La dette à long terme est comptabilisée au coût amorti. La juste valeur estimative des emprunts à long terme a été établie en fonction des prix tirés de données sur le marché. Au 31 décembre 2012, la valeur comptable de la dette à long terme de Cenovus comptabilisée selon la méthode du coût amorti se chiffrait à 4 679 M\$, et sa juste valeur, à 5 582 M\$ (valeur comptable de 3 527 M\$ et juste valeur de 4 316 M\$ au 31 décembre 2011).

#### B) Actifs et passifs liés à la gestion des risques

Aux termes de l'arrangement conclu, les positions de gestion des risques au 30 novembre 2009 ont été attribuées à Cenovus selon la proportion revenant à Cenovus des volumes connexes couverts par les contrats. Aux fins de cette attribution, Cenovus a passé avec Encana un contrat comportant les mêmes conditions que les ententes existantes qu'Encana a conclues avec des tiers. Toutes les positions prises après l'arrangement ont été négociées entre Cenovus et les tierces parties.

#### Position nette de gestion des risques

31 décembre	2012	2011
<b>Actifs liés à la gestion des risques</b>		
Actif courant	283	232
Actif non courant	5	52
	<b>288</b>	<b>284</b>
<b>Passifs liés à la gestion des risques</b>		
Passif courant	17	54
Passif non courant	1	14
	<b>18</b>	<b>68</b>
<b>Actif (passif) net lié à la gestion des risques</b>	<b>270</b>	<b>216</b>

#### Sommaire des positions de gestion des risques non dénouées

31 décembre	2012			2011		
	Actif	Passif	Montant net	Actif	Passif	Montant net
<b>Prix des marchandises</b>						
Pétrole brut	221	16	205	22	65	(43)
Gaz naturel	66	1	65	247	3	244
Électricité	1	1	-	15	-	15
<b>Total de la juste valeur</b>	<b>288</b>	<b>18</b>	<b>270</b>	<b>284</b>	<b>68</b>	<b>216</b>

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### Méthodes de calcul de la juste valeur nette des positions de gestion des risques non dénouées

31 décembre	2012	2011
Prix activement cotés (niveau 1)	120	226
Prix selon des données observables ou confirmées dans le marché (niveau 2)	150	(10)
Total de la juste valeur	270	216

Les prix activement cotés se rapportent à la juste valeur de contrats évalués à l'aide de prix cotés dans un marché actif. Les prix tirés de données observables ou confirmés dans le marché s'entendent de la juste valeur de contrats évalués en partie à l'aide de prix cotés dans le marché et en partie avec des données observables et confirmées dans le marché.

### Juste valeur nette des positions sur les prix des marchandises au 31 décembre 2012

Au 31 décembre 2012	Volumes notionnels	Échéance	Prix moyen	Juste valeur
<b>Contrats de pétrole brut</b>				
Contrats à prix fixe				
Prix fixe du Brent <sup>1)</sup>	18 500 b/j	2013	110,36 \$ US/b	23
Prix fixe du Brent <sup>1)</sup>	18 500 b/j	2013	111,72 \$/b	33
Différentiel de prix WCS <sup>2)</sup>	49 200 b/j	2013	(20,74) \$ US/b	145
Différentiel de prix WCS <sup>2)</sup>	9 400 b/j	2014	(20,13) \$ US/b	5
Autres positions financières <sup>3)</sup>				(1)
Juste valeur des positions sur le pétrole brut				205
<b>Contrats de gaz naturel</b>				
Contrats à prix fixe				
Prix fixe sur la NYMEX	166 Mpi <sup>3</sup> /j	2013	4,64 \$ US/kpi <sup>3</sup>	66
Autres contrats à prix fixe <sup>4)</sup>				(1)
Juste valeur des positions sur le gaz naturel				65
<b>Contrats d'achat d'électricité</b>				
Juste valeur des positions sur l'électricité				-

1) Les positions à prix fixe du Brent représentent des swaps à prix fixe du Brent ainsi que des swaps du WTI après sa conversion en Brent.

2) Cenovus a conclu des swaps à prix fixe pour protéger son brut lourd contre l'élargissement des différentiels de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd.

3) Les autres positions financières font partie des activités courantes de commercialisation de la production de la société.

4) Cenovus a conclu d'autres contrats à prix fixe pour se protéger contre l'élargissement des différentiels de prix d'une zone de production à une autre et d'un point de vente à un autre.

### Incidence sur le résultat des profits (pertes) réalisés et latents sur les positions de gestion des risques

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
<b>Profit (perte) réalisé<sup>1)</sup></b>			
Pétrole brut	81	(135)	(17)
Gaz naturel	247	210	289
Raffinage	7	(14)	10
Électricité	1	7	(4)
	336	68	278
<b>Profit (perte) latent<sup>2)</sup></b>			
Pétrole brut	247	106	(92)
Gaz naturel	(176)	38	152
Raffinage	1	7	(8)
Électricité	(15)	29	(6)
	57	180	46
<b>Profit (perte) lié à la gestion des risques</b>	<b>393</b>	<b>248</b>	<b>324</b>

1) Les profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques sont comptabilisés dans le secteur opérationnel auquel se rapporte l'instrument dérivé.

2) Les profits et pertes latents liés à la gestion des risques sont constatés dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### Rapprochement des positions de gestion des risques non dénouées entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 31 décembre 2012

	2012		2011	2010
	Juste valeur	Total du profit (de la perte) latent	Total du profit (de la perte) latent	Total du profit (de la perte) latent
Juste valeur des contrats au début de l'exercice	216			
Variation de la juste valeur des contrats en cours au début de l'exercice et contrats conclus pendant l'exercice	393	393	248	324
Profit (perte) de change latent sur les contrats libellés en dollars US	(3)	-	-	-
Juste valeur des contrats dénoués pendant l'exercice	(336)	(336)	(68)	(278)
Juste valeur des contrats à la fin de l'exercice	270	57	180	46

### Sensibilité aux prix des marchandises – Positions de gestion des risques

Le tableau suivant résume la sensibilité de la juste valeur des positions de gestion des risques de Cenovus aux fluctuations des prix des marchandises, toutes les autres variables demeurant constantes. La direction croit que les fluctuations des prix présentées dans le tableau ci-après constituent une mesure raisonnable de la volatilité. Les fluctuations de prix des marchandises sur les positions de gestion des risques en cours aux 31 décembre auraient pu entraîner la comptabilisation de profits (pertes) latents ayant une incidence sur le résultat avant impôt pour les exercices clos les 31 décembre comme suit :

#### Positions de gestion des risques en cours au 31 décembre 2012

Marchandise	Fourchette de sensibilité	Hausse	Baisse
Pétrole brut - prix de la marchandise	± 10 \$ US/b sur les couvertures basées sur le Brent et le WTI	(156)	156
Pétrole brut - prix différentiel	± 5 \$ US/b sur les couvertures différentielles basées sur la production	111	(111)
Gaz naturel - prix de la marchandise	± 1 \$/kpi <sup>3</sup> sur les couvertures visant le gaz naturel basées sur les prix NYMEX	(55)	55
Gaz naturel - prix de base	± 0,10 \$/kpi <sup>3</sup> sur les couvertures visant le gaz naturel basées sur les prix de base	1	(1)
Prix de l'électricité	± 25 \$/MWh sur les couvertures visant l'électricité	19	(19)

#### Positions de gestion des risques en cours au 31 décembre 2011

Marchandise	Fourchette de sensibilité	Hausse	Baisse
Pétrole brut - prix de la marchandise	± 10 \$ US/b sur les couvertures basées sur le WTI	(214)	214
Pétrole brut - prix différentiel	± 5 \$ US/b sur les couvertures différentielles basées sur la production	67	(67)
Gaz naturel - prix de la marchandise	± 1 \$/kpi <sup>3</sup> sur les couvertures basées sur les prix NYMEX et AECO	(160)	160
Gaz naturel - prix de base	± 0,10 \$/kpi <sup>3</sup> sur les couvertures visant le gaz naturel basées sur les prix de base	2	(2)
Prix de l'électricité	± 25 \$/MWh sur les couvertures visant l'électricité	19	(19)

## C) Risques associés aux actifs et passifs financiers

### Risque lié aux prix des marchandises

Le risque lié aux prix des marchandises découle de l'incidence que les fluctuations des prix futurs des marchandises pourraient avoir sur la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs des actifs financiers et passifs financiers. Afin d'atténuer son exposition au risque lié aux prix des marchandises, la société a conclu divers contrats d'instruments financiers dérivés. Le recours à ces instruments dérivés est régi par des politiques officielles et est assujéti aux limites fixées par le conseil d'administration. La société a pour politique de ne pas utiliser d'instruments dérivés à des fins de spéculation.

Pétrole brut – La société a réduit à l'aide de swaps à prix fixe son exposition au risque de prix des marchandises lié à la vente de pétrole brut et à l'approvisionnement en condensat utilisé pour la fluidification. Cenovus conclut un

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

certain nombre de swaps et de contrats à terme afin de se protéger contre l'élargissement des différentiels de prix entre le pétrole léger et le brut lourd.

Gaz naturel – Afin d'atténuer le risque lié aux prix du gaz naturel, la société conclut des swaps qui permettent de fixer le prix à la NYMEX. Pour se protéger contre l'élargissement des différentiels de prix du gaz naturel dans diverses régions de production, Cenovus conclut certains swaps visant à gérer ces différentiels entre les régions de production et divers points de vente.

Électricité – La société a conclu un contrat d'instruments dérivés libellé en dollars canadiens, qui est en cours depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2007 pour une période de 11 ans, afin de gérer une partie des coûts de sa consommation d'électricité.

### Risque de crédit

Le risque de crédit représente le risque que la contrepartie à un instrument financier manque à l'une de ses obligations contractuelles et amène de ce fait la société à subir une perte. Dans une optique de gestion des risques de crédit, le portefeuille de créances de la société est régi par des politiques de crédit approuvées par le conseil d'administration, et les pratiques en matière de crédit limitent les opérations selon la cote de solvabilité des contreparties. Les contrats sont conclus avec d'importantes institutions financières ou avec d'importantes contreparties commerciales, la plupart ayant une cote de solvabilité élevée. Une part substantielle des comptes débiteurs de la société provient de clients du secteur du pétrole et du gaz naturel et est exposée aux risques de crédit normaux du secteur. Aux 31 décembre 2012 et 2011, la quasi-totalité des comptes débiteurs de la société étaient en règle. Au 31 décembre 2012, 87 % (92 % en 2011) de l'exposition au risque de crédit associé aux comptes débiteurs et aux instruments financiers dérivés de Cenovus découlait de contreparties ayant une cote de solvabilité élevée.

Au 31 décembre 2012, Cenovus avait conclu des contrats avec deux contreparties (deux en 2011) dont la position de règlement nette, prise individuellement, représentait plus de 10 % de la juste valeur des contrats d'instruments financiers nets et des contrats sur marchandises nets qui se trouvaient dans le cours. L'exposition maximale au risque de crédit lié aux comptes débiteurs et produits à recevoir, aux actifs liés à la gestion des risques, à l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, aux prêts à recevoir des partenaires et aux créances à long terme correspond à la valeur comptable totale de ces éléments. La plus grande partie de ce risque de crédit se rapporte à des contreparties cotées A et plus. L'exposition de Cenovus à ses contreparties est acceptable et se conforme à sa politique de crédit.

### Risque de liquidité

Le risque de liquidité s'entend de la possibilité que Cenovus éprouve des difficultés à dégager les fonds nécessaires pour faire face à ses engagements liés à des passifs financiers lorsqu'ils sont exigibles. Le risque de liquidité comprend également le risque que la société ne soit pas en mesure de liquider ses actifs en temps opportun à un prix raisonnable. Cenovus gère son risque de liquidité en surveillant de près la trésorerie et la dette et en conservant un accès approprié au crédit. Comme il est indiqué à la note 30, Cenovus vise à long terme un ratio dette/capitaux permanents entre 30 % et 40 %, et un ratio dette/BAIIA ajusté entre 1,0 x et 2,0 x afin de gérer son endettement global. Cenovus entend conserver une note de première qualité à l'égard de ses titres de créance non garantis de premier rang.

Dans le cadre de la gestion des risques de liquidité, la société a accès à un large éventail de sources de financement, que ce soit au moyen de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, de flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, de facilités de crédit non encore utilisées, de papier commercial et des fonds disponibles aux termes de prospectus préalables. Au 31 décembre 2012, une somme de 3,0 G\$ de la facilité de crédit engagée était toujours à la disposition de Cenovus. De plus, Cenovus avait déposé un prospectus préalable canadien l'autorisant à émettre des titres d'un montant de 1,5 G\$, et il lui restait une capacité inutilisée de 750 M\$ US aux termes d'un prospectus préalable américain, sous réserve des conditions du marché.

Les tableaux qui suivent présentent le calendrier des sorties de trésorerie non actualisées liées aux passifs financiers :

2012	Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 4 à 5 ans	Par la suite	Total
Comptes créditeurs et charges à payer	2 650	-	-	-	2 650
Passifs liés à la gestion des risques	17	1	-	-	18
Dette à long terme <sup>1)</sup>	254	1 263	432	7 051	9 000
Effet à payer lié à l'apport à la coentreprise <sup>1)</sup>	486	972	609	-	2 067
Autres <sup>1)</sup>	-	9	4	4	17

1) Capital et intérêts confondus, y compris la partie courante.

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

2011	Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 4 à 5 ans	Par la suite	Total
Comptes créditeurs et charges à payer	2 579	-	-	-	2 579
Passifs liés à la gestion des risques	54	14	-	-	68
Dette à long terme <sup>1)</sup>	208	1 230	343	5 182	6 963
Effet à payer lié à l'apport à la coentreprise <sup>1)</sup>	497	994	994	125	2 610
Autres <sup>1)</sup>	3	10	3	4	20

1) Capital et intérêts confondus, y compris la partie courante.

### Risque de change

Le risque de change découle des fluctuations des taux de change qui peuvent avoir une incidence sur la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs des actifs ou passifs financiers de Cenovus. Comme Cenovus exerce ses activités principalement en Amérique du Nord, les fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien peuvent avoir une incidence importante sur les résultats qu'elle présente.

Comme il est expliqué à la note 7, le profit (la perte) de change de Cenovus comprend principalement les profits et pertes de change latents liés à la conversion des titres d'emprunt libellés en dollars américains et émis au Canada et à la conversion de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains et émis au Canada. Au 31 décembre 2012, Cenovus avait émis au Canada des titres d'emprunt libellés en dollars américains totalisant 4 750 M\$ US (3 500 M\$ US en 2011 et 3 500 M\$ US en 2010) et disposait de 1 791 M\$ US (2 157 M\$ US en 2011 et 2 505 M\$ US en 2010) au titre de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains. À la même date, une variation de 0,01 \$ du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien aurait entraîné une variation (du profit) de la perte de change de 30 M\$ (13 M\$ en 2011 et 10 M\$ en 2010).

### Risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt découle des variations des taux d'intérêt du marché qui peuvent avoir une incidence sur le résultat, les flux de trésorerie et les évaluations. Cenovus peut atténuer son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt en conservant un portefeuille de titres d'emprunt à taux fixe et à taux variable.

Au 31 décembre 2012, une variation de 1 % des taux d'intérêt sur la dette à taux variable n'aurait entraîné aucune augmentation ni diminution du résultat net (néant en 2011 et néant en 2010). Cette variation suppose que le montant des titres d'emprunt à taux fixe et à taux variable ne change pas par rapport à celui qui est présenté aux dates respectives des états consolidés de la situation financière.

## 32. INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	2010
Intérêts versés	342	357	423
Intérêts reçus	113	128	148
Impôt sur le résultat payé	304	-	62

## NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.  
Exercice clos le 31 décembre 2012

### 33. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

#### A) Engagements

Dans le cours normal des activités, la société a pris des engagements visant certains montants pour les cinq prochains exercices et par la suite, comme suit :

2012	1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans	Par la suite	Total
Transport par pipeline <sup>1)</sup>	145	209	378	403	675	8 130	9 940
Contrats de location simple (baux à construction)	109	106	112	110	104	1 602	2 143
Achats de produits	81	18	18	6	-	-	123
Engagements en capital <sup>2)</sup>	320	54	61	53	6	2	496
Autres engagements à long terme	33	25	18	7	6	10	99
Total des paiements <sup>3)</sup>	688	412	587	579	791	9 744	12 801
Ventes de produits à prix fixe	50	52	54	55	3	-	214

1) Certains des engagements liés au transport sont assujettis à l'approbation réglementaire.

2) Compte tenu des engagements liés aux entités sous contrôle conjoint.

3) Les contrats exécutés pour le compte de FCCL Partnership et de WRB Refining LP tiennent compte de la participation de 50 % de Cenovus.

2011	1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans	Par la suite	Total
Transport par pipeline <sup>1)</sup>	143	137	187	311	347	2 754	3 879
Contrats de location simple (baux à construction)	71	93	85	80	80	1 491	1 900
Achats de produits	19	18	19	19	6	-	81
Engagements en capital <sup>2)</sup>	366	98	40	23	22	20	569
Autres engagements à long terme	5	4	1	1	-	1	12
Total des paiements <sup>3)</sup>	604	350	332	434	455	4 266	6 441
Ventes de produits à prix fixe	52	54	56	57	60	3	282

1) Certains des engagements liés au transport sont assujettis à l'approbation réglementaire.

2) Compte tenu des engagements liés aux entités sous contrôle conjoint.

3) Les contrats exécutés pour le compte de FCCL Partnership et de WRB Refining LP tiennent compte de la participation de 50 % de Cenovus.

Au 31 décembre 2012, des lettres de crédit en cours totalisant 36 M\$ étaient émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats (17 M\$ en 2011).

De plus, la quote-part des engagements de Cenovus liés à son programme de gestion des risques est présentée à la note 31.

#### B) Éventualités

##### 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.

##### Passifs relatifs au démantèlement

Cenovus est responsable du démantèlement d'actifs à long terme à la fin de leur durée d'utilité. Cenovus a constaté un passif de 2 315 M\$ en se fondant sur les lois en vigueur et les coûts estimatifs à l'égard de ses biens de pétrole brut et de gaz naturel, à ses installations de raffinage et à ses installations du secteur des activités médianes. Les coûts réels pourraient différer des coûts estimatifs en raison de modifications des lois et de variations des coûts.

##### Questions d'ordre fiscal

Les règlements et les lois fiscales et leurs interprétations qui sont en vigueur ou ont cours dans les diverses administrations où Cenovus exerce ses activités changent continuellement. En conséquence, un certain nombre de questions d'ordre fiscal est généralement à l'étude. La direction estime que la charge inscrite à l'égard des impôts est suffisante.



### **34. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DE CLÔTURE**

---

Après le 31 décembre 2012, la direction a décidé de se défaire de ses biens de Lower Shaunavon et de certains de ses biens de Bakken en Saskatchewan. Le processus de vente publique devrait commencer vers la fin de février 2013. 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 résultats opérationnels de ces biens sont comptabilisés par le secteur Hydrocarbures classiques.