



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, sur EDGAR, à l'adresse www.sec.gov et sur le site Web de la société, à l'adresse 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 Mpi³/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.

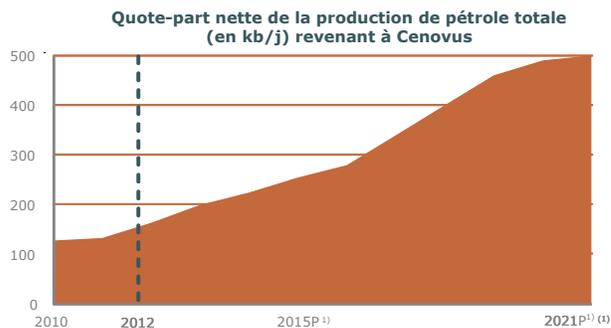
L'approche intégrée de la société permet à Cenovus de profiter de chaque maillon de la chaîne de valeur, de la production jusqu'aux produits finaux de qualité supérieure comme les carburants de transport. Elle repose sur l'ensemble du portefeuille d'actifs de la société :

- 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)
Projets existants			
Foster Creek	50	57 833	310 000
Christina Lake	50	31 903	300 000
Narrows Lake	50	-	130 000
Nouveaux gisements			
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
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur l'investissement	157	439

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 ¹⁾	50	306
Borger	50	146

1) Depuis le 1^{er} 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
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur l'investissement	1 149

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

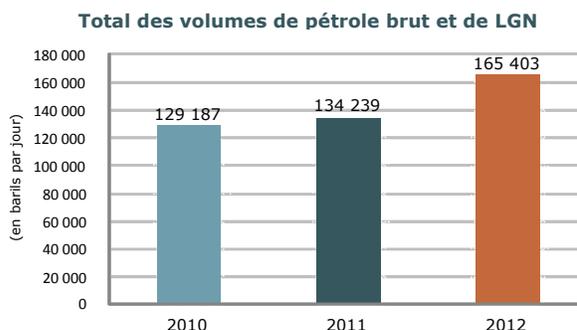
Pour mesurer sa performance, Cenovus emploie divers indicateurs clés, dont la croissance de la valeur de l'actif net. Le rendement opérationnel et financier de 2012 et l'accroissement constant de la production ont fait croître la valeur de l'actif net. La société reste en bonne voie d'atteindre son objectif, 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 Mpi³ 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

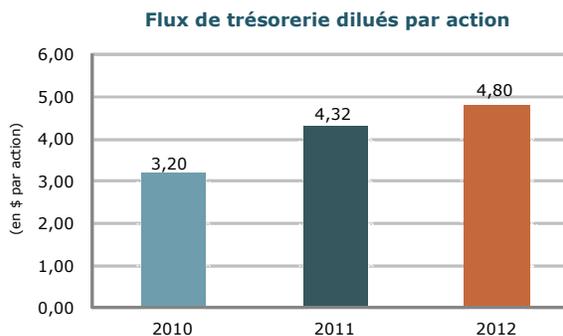
Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 4 436 M\$, ce qui signifie une augmentation de 574 M\$, ou 15 %, attribuable à ce qui suit :

- 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
Sables bitumineux					
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
Hydrocarbures classiques					
Pétrole lourd	16 015	2 %	15 657	-6 %	16 659
Pétrole moyen et léger	36 071	18 %	30 524	4 %	29 346
LGN ¹⁾	1 029	-7 %	1 101	-6 %	1 171
	165 403	23 %	134 239	4 %	129 187

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 ³ 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
	594	-9 %	656	-11 %	737

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 ³)	Pétrole brut et LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)	Pétrole brut et LGN (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)
Prix ¹⁾	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 ¹⁾	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
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	42,39	1,18	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
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	43,78	2,32	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 kpi³ en 2012, principalement par suite de la baisse des prix de vente comparativement à 2011.

Raffinage¹⁾

	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 change¹⁾

	T4 2012	2012	2011	2010
Prix du pétrole brut (\$ US/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)
Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries²⁾				
(\$ US/b)				
Chicago	28,18	27,76	24,55	9,33
Midwest Combined (« groupe 3 »)	28,49	28,56	25,26	9,48
Moyenne des prix du gaz naturel				
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
Taux de change du dollar US par rapport au dollar CA				
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.

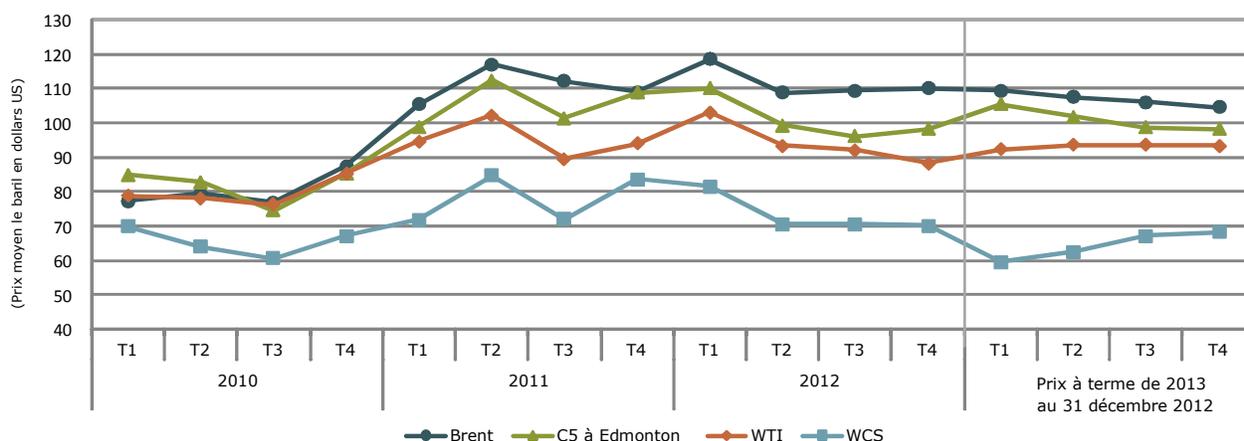
2) La marge de craquage 3-2-1 est un indicateur de la marge de raffinage résultant de la transformation de trois barils de pétrole brut en deux barils d'essence ordinaire sans plomb et un baril de diesel à très faible teneur en soufre calculé en fonction des prix de la charge d'alimentation en pétrole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

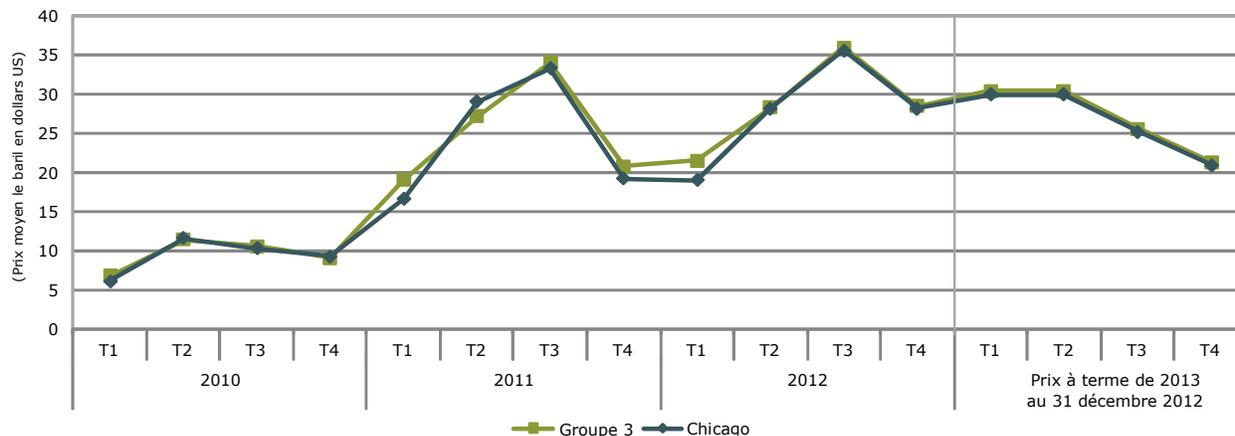
Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. Ce pétrole lourd fluidifié se négocie à un escompte par rapport au WTI, qui est le prix de référence du pétrole léger. L'écart moyen entre le WTI et le WCS s'est élargi en 2012, en raison surtout 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.

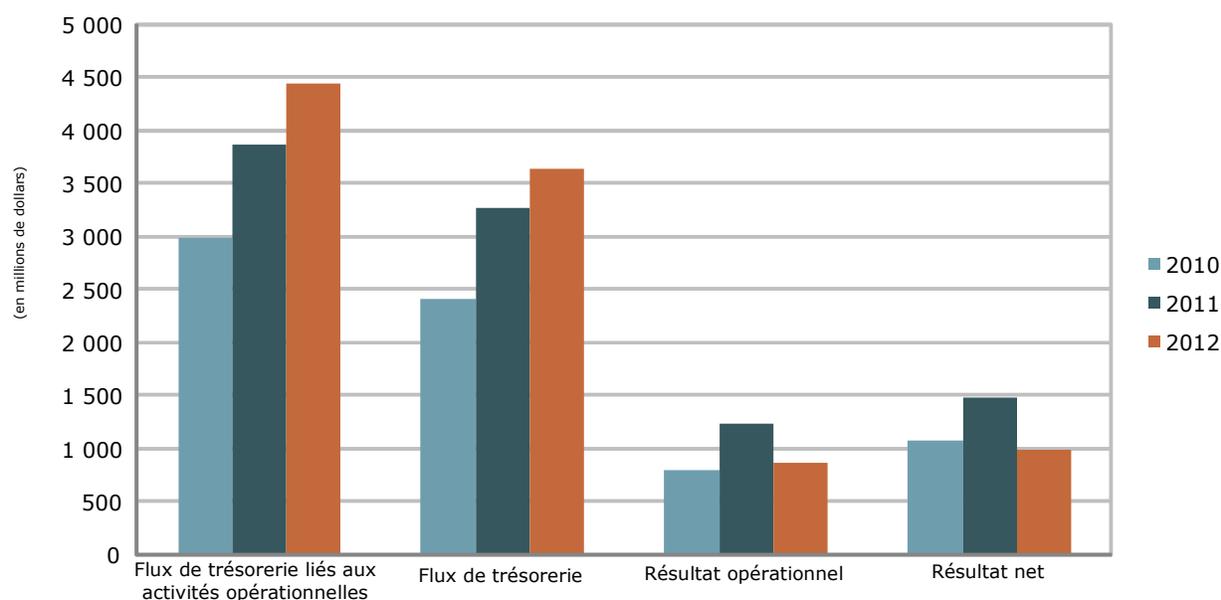
L'affaiblissement du dollar canadien en regard du dollar américain a un effet positif sur les produits des activités ordinaires de Cenovus étant donné que les prix de vente du pétrole brut et des produits raffinés de la société sont établis en fonction de prix de référence libellés en dollars américains. 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
Produits des activités ordinaires	16 842	7 %	15 696	24 %	12 641
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles¹⁾	4 436	15 %	3 862	30 %	2 981
Flux de trésorerie¹⁾	3 643	11 %	3 276	36 %	2 412
- dilués par action	4,80	11 %	4,32	35 %	3,20
Résultat opérationnel¹⁾	866	-30 %	1 239	55 %	799
- dilué par action	1,14	-30 %	1,64	55 %	1,06
Résultat net	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
Total de l'actif	24 216	9 %	22 194	12 %	19 840
Total des passifs financiers à long terme	6 128	13 %	5 411	-4 %	5 618
Dépenses d'investissement²⁾	3 368	24 %	2 723	29 %	2 115
Dividendes en numéraire	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
Produits des activités ordinaires de l'exercice comparatif	15 696	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
Produits des activités ordinaires à la fin de l'exercice	16 842	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

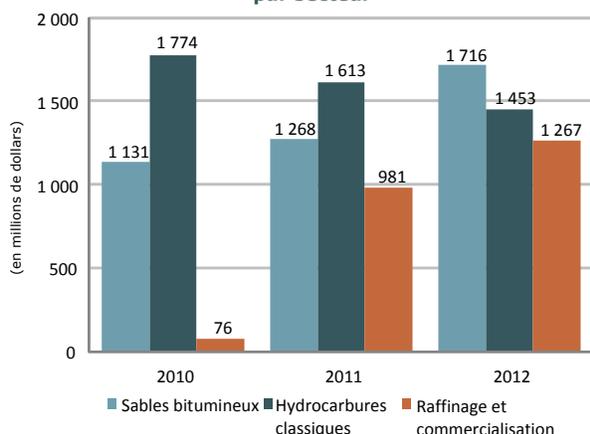
Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles constituent une mesure hors PCGR qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'un exercice à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie des actifs de la société. Les flux de trésorerie 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)

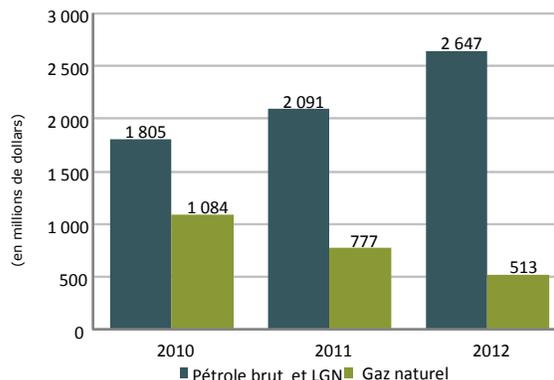
	2012	2011	2010
Produits des activités ordinaires¹⁾	17 125	15 755	12 765
(Ajouter) déduire :			
Produits achetés ¹⁾	9 506	9 149	7 674
Frais de transport et de fluidification	1 798	1 369	1 065
Charges opérationnelles ¹⁾	1 684	1 407	1 289
Taxe sur la production et impôts miniers	37	36	34
Profit réalisé lié à la gestion des risques ¹⁾	(336)	(68)	(278)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	4 436	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



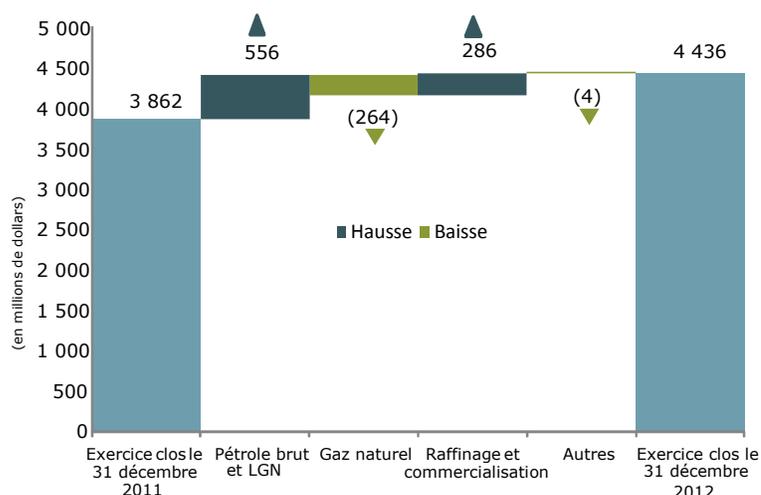
Variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2011

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.

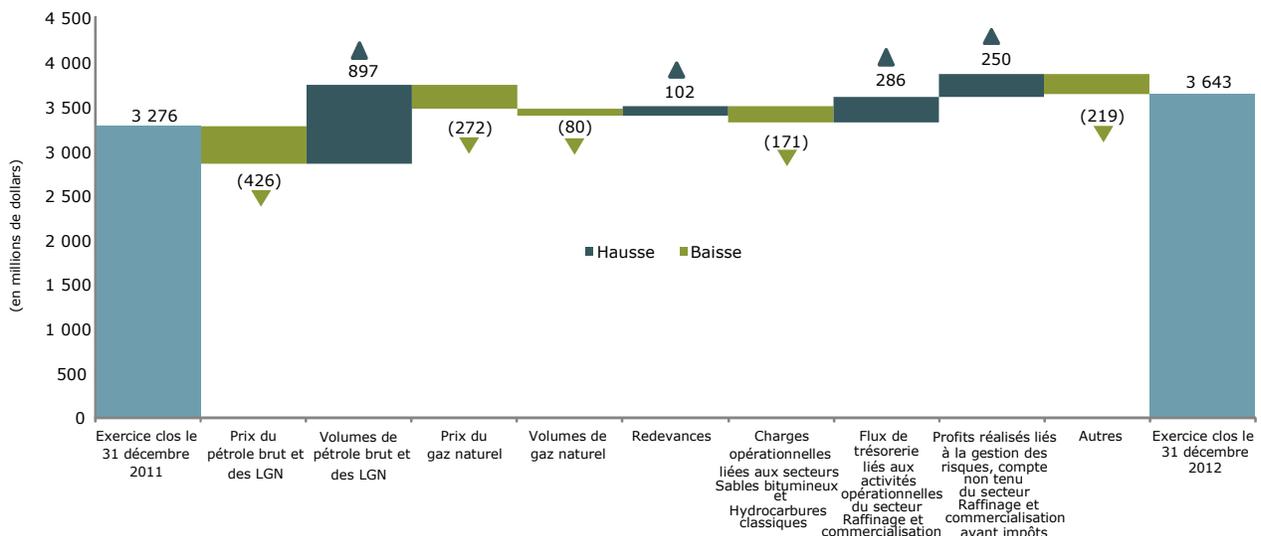
(en millions de dollars)

	2012	2011	2010
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	3 420	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
Flux de trésorerie	3 643	3 276	2 412

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 kpi³;
- 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
Résultat net	993	1 478	1 081
(Ajouter) déduire			
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques, après impôt ¹⁾	43	134	34
Profits (pertes) de change non opérationnels latents, après impôt ²⁾	84	14	153
Profits (pertes) à la sortie d'actifs, après impôt	-	91	83
Profits (pertes) découlant d'un achat avantageux, après impôt	-	-	12
Résultat opérationnel	866	1 239	799

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
Résultat net de l'exercice comparatif	1 478	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 ¹⁾	(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)
Résultat net à la fin de l'exercice	993	1 478

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
Dépenses d'investissement	3 368	2 723	2 115
Acquisitions ²⁾	114	71	86
Sorties d'actifs	(76)	(173)	(307)
Dépenses d'investissement, montant net¹⁾	3 406	2 621	1 894

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^{MC} 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^{MC} 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 ¹⁾	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)
	16 842	15 696	12 641

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

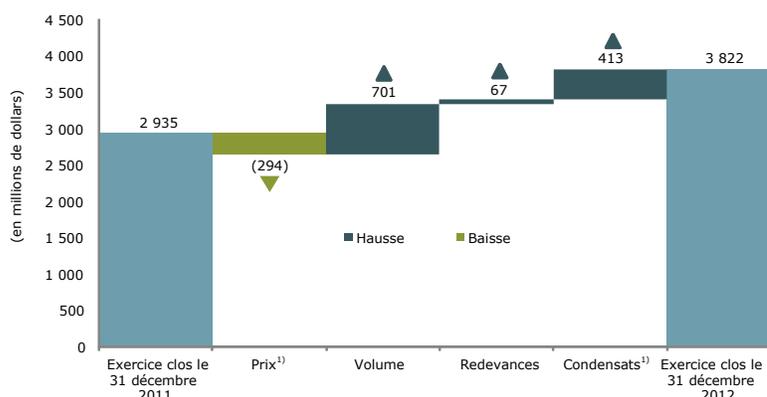
L'excédent des dépenses d'investissement par rapport aux flux de trésorerie tirés des activités opérationnelles du secteur Sables bitumineux est financé par les flux de trésorerie tirés des activités opérationnelles provenant de nos activités liées aux hydrocarbures classiques et au raffinage.

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
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 Mpi³ par jour en 2012 (37 Mpi³ 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
	1 314	901	623
Pelican Lake	518	317	104
Narrows Lake	44	19	10
Telephone Lake	138	61	27
Grand Rapids	65	31	59
Autres ¹⁾	132	86	34
Dépenses d'investissement²⁾	2 211	1 415	857

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, accroitra 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 forés¹⁾

	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^{MC} 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^{MC}, 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
	170	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
	473	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
Chiffre d'affaires brut	1 559	1 492	1 229
Déduire : redevances	166	193	153
Produits des activités ordinaires	1 393	1 299	1 076
Charges			
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
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	962	881	758
Dépenses d'investissement	805	686	363
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	157	195	395

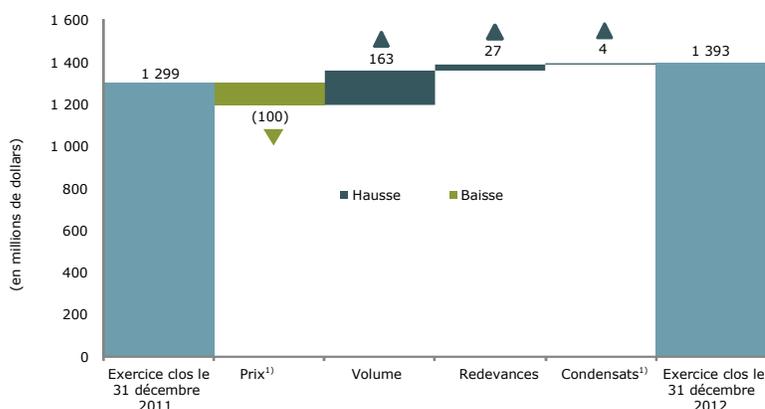
Produits des activités ordinaires

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
Pétrole lourd					
Alberta	16 015	2 %	15 657	-6 %	16 659
Pétrole moyen et léger					
Alberta	13 378	24 %	10 763	-1 %	10 854
Saskatchewan	22 693	15 %	19 761	7 %	18 492
LGN	1 029	-7 %	1 101	-6 %	1 171
	53 115	12 %	47 282	0 %	47 176

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
Chiffre d'affaires brut	496	825	1 042
Déduire : redevances	6	12	17
Produits des activités ordinaires	490	813	1 025
Charges			
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)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	482	725	1 007
Dépenses d'investissement	43	102	163
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les dépenses d'investissement connexes	439	623	844

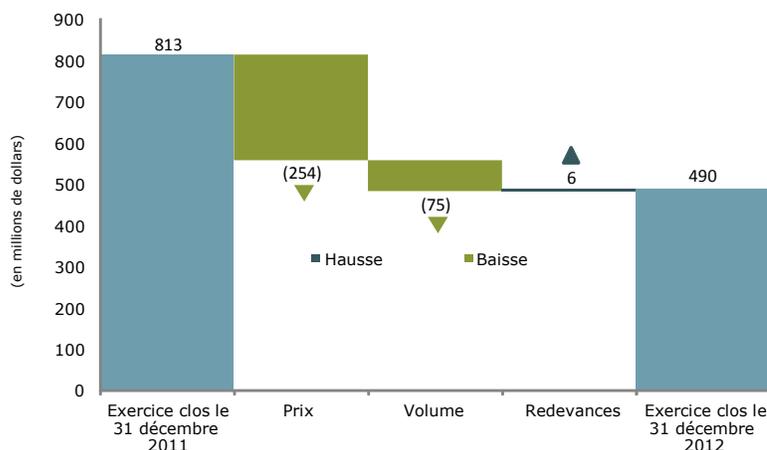
Produits des activités ordinaires

Prix

Le prix de vente moyen obtenu par la société pour le gaz naturel a diminué en 2012, se chiffrant à 2,42 \$ le kpi³ contre 3,65 \$ le kpi³ 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 Mpi³ 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 Mpi³ 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'investissement¹⁾

(en millions de dollars)

	2012	2011	2010
Pétrole brut et LGN	805	686	363
Gaz naturel	43	102	163
	848	788	526

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 raffineries¹⁾

	2012	2011	2010
Capacité liée au pétrole brut (kb/j)	452	452	452
Production de pétrole brut (kb/j)	412	401	386
Pétrole lourd	198	126	104
Pétrole léger ou moyen	214	275	282
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	91	89	86
Produits raffinés (kb/j)	433	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
Produits des activités ordinaires	11 356	10 625	8 228
Produits achetés	9 506	9 149	7 674
Marge brute	1 850	1 476	554
Charges			
Charges opérationnelles	587	481	488
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(4)	14	(10)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	1 267	981	76
Dépenses d'investissement	118	393	656
Excédent (déficit) des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sur les (par rapport aux) dépenses d'investissement	1 149	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
	118	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)
	673	541	420

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
	1 585	1 295	1 302

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 assujéti 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
Résultat avant impôt sur le résultat	1 776	2 207	1 304
Taux prévu par la loi au Canada	25,2 %	26,7 %	28,2 %
Impôt sur le résultat attendu	448	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
Total	783	729	223
Taux d'imposition effectif	44,1 %	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
Volumes de production									
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 ³ /j)	566	577	596	636	660	656	654	652	688
Produits des activités ordinaires	3 724	4 340	4 214	4 564	4 329	3 858	4 009	3 500	3 363
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles¹⁾	963	1 310	1 078	1 085	1 019	945	1 064	834	815
Flux de trésorerie¹⁾	697	1 117	925	904	851	793	939	693	645
dilués par action	0,92	1,47	1,22	1,19	1,12	1,05	1,24	0,91	0,85
Résultat opérationnel¹⁾	(189)	432	283	340	332	303	395	209	147
dilué par action	(0,25)	0,57	0,37	0,45	0,44	0,40	0,52	0,28	0,19
Résultat net	(118)	289	396	426	266	510	655	47	78
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
Dépenses d'investissement²⁾	978	830	660	900	903	631	476	713	701
Dividendes en numéraires	167	166	166	166	151	150	151	151	151
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 Mpi³/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 Gpi³ 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^{er} janvier 2013, et l'information comparative au 31 décembre 2011 se fonde sur les prix et coûts prévisionnels établis par McDaniel au 1^{er} 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 ³)	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Avant redevances								
Prouvées	1 717	1 455	184	175	115	115	955	1 203
Probables	676	490	105	109	56	51	338	391
Prouvées et probables	2 393	1 945	289	284	171	166	1 293	1 594

Rapprochement des réserves prouvées

	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi ³)
Avant redevances				
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)
31 décembre 2012	1 717	184	115	955
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 ³)
Avant redevances				
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	-	-	-	-
31 décembre 2012	676	105	56	338
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
Ressources éventuelles économiques¹⁾		
Estimation basse	7,1	6,0
Meilleure estimation	9,6	8,2
Estimation haute	12,8	10,8
Ressources prometteuses^{1), 2)}		
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
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :			
Activités opérationnelles	3 420	3 273	2 591
Activités d'investissement	(3 336)	(2 530)	(1 793)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	84	743	798
Activités de financement	592	(558)	(631)
Profits (pertes) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	(11)	10	(22)
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	665	195	145

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 ¹⁾	1 500	Juin 2014
Prospectus préalable de base aux États-Unis ¹⁾	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
Ratio dette/capitaux permanents	32 %	27 %	29 %

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
Dette	4 679	3 527	3 432
Résultat net	993	1 478	1 081
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)
BAIIA ajusté	4 086	3 568	2 734
Ratio dette/BAIIA ajusté	1,1 x	1,0 x	1,3 x

Cenovus continue de viser un ratio dette/capitaux permanents de 30 % à 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de 1,0 à 2,0. Au 31 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'acquiescent 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

Actions ordinaires	755 843
Options sur actions	
DRN	15 074
DAAJ	11 251
DAAJ de remplacement de Cenovus	5 229
DAAJ de remplacement d'Encana	7 722
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	
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+	
Opérationnelles							
Transport par pipelines ¹⁾	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
Total des obligations opérationnelles	721	686	793	767	1 003	12 862	16 832
Investissement							
Engagements relatifs à des dépenses d'investissement ²⁾	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
Total des obligations d'investissement	406	196	186	181	143	6 250	7 362
Financement							
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
Total des obligations de financement	386	1 206	435	462	120	3 930	6 539
Total des paiements³⁾	1 513	2 088	1 414	1 410	1 266	23 042	30 733
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 Mpi³/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 Gpi³ au prix moyen pondéré de 4,38 \$ le kpi³.

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 ³ sur les couvertures de gaz naturel NYMEX	(55)	55
Prix de base du gaz naturel	± 0,10 \$ par kpi ³ 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^{er} 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 ³)	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^{er} 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^{er} 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^{er} 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^{er} 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^{er} 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^{er} janvier 2013 et la version modifiée d'IAS 32 s'applique pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} 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 continus de ses indicateurs de performance en matière de responsabilité d'entreprise. Cette politique peut être consultée dans le site Web de Cenovus, à www.cenovus.com.

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. 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.

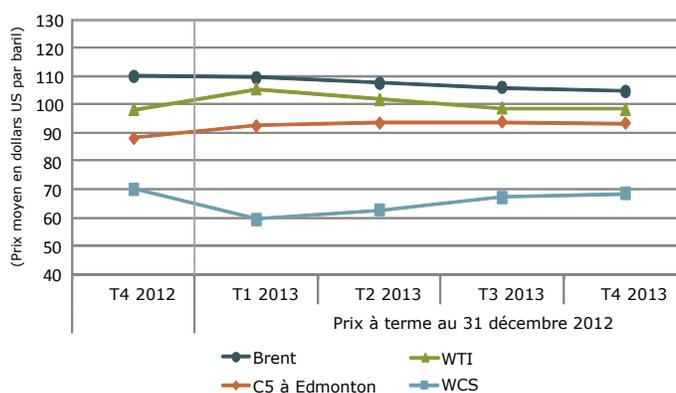
PERSPECTIVES

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 :

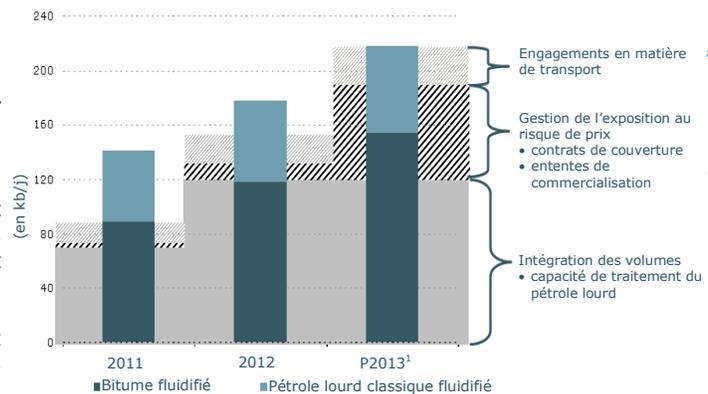
- les perspectives globales pour les prix du pétrole brut resteront étroitement liées à la croissance économique mondiale et aux interruptions de la production. À court terme, les prix resteront sans doute volatils et sensibles aux attentes sur les marchés;
- les écarts Brent-WTI devraient rétrécir au 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 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); 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, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov et sur notre site web à l'adresse 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, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov et sur notre site web à l'adresse www.cenovus.com.

ABRÉVIATIONS

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

Pétrole brut et LGN		Gaz naturel	
b	baril	kpi ³	millier de pieds cubes
b/j	baril par jour	Mpi ³	million de pieds cubes
kb/j	millier de barils par jour	Gpi ³	milliard de pieds cubes
Mb	million de barils	MBtu	million d'unités thermales britanniques
		GJ	gigajoule
MC	Marque de commerce de Cenovus Energy Inc.		