



RAPPORT DE GESTION
POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2013

TABLE DES MATIÈRES

APERÇU DE CENOVUS.....	2
FAITS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS DE 2013	5
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL	8
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	10
RÉSULTATS FINANCIERS.....	12
SECTEURS À PRÉSENTER	18
SABLES BITUMINEUX	19
HYDROCARBURES CLASSIQUES.....	25
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION.....	30
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	32
RÉSULTATS TRIMESTRIELS	35
RÉSERVES ET RESSOURCES DE PÉTROLE ET DE GAZ	36
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	38
GESTION DES RISQUES.....	42
JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	49
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	54
TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE	54
PERSPECTIVES	55
MISE EN GARDE.....	57
ABRÉVIATIONS.....	59

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société »), daté du 12 février 2014, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2013 et les notes annexes (les « états financiers consolidés »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 12 février 2014, sauf indication contraire. 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; le conseil l'a approuvé le 12 février 2014. 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 cenovus.com. L'information portant sur le site Web de la société ou qui y est reliée, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie du rapport de gestion.

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 (« IASB »). Les volumes de production sont présentés avant déduction des redevances.

Mesures hors PCGR

Certaines mesures financières qui figurent dans le présent document, notamment les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, les flux de trésorerie, le résultat opérationnel, les flux de trésorerie disponibles, la dette, les capitaux permanents et le bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté (« BAIIA ajusté »), ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les IFRS et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des mesures supplémentaires pour qu'ils puissent analyser l'information sur la liquidité de Cenovus et la capacité de la société à dégager des fonds pour financer ses activités. Les informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni en substitut des mesures préparées selon les IFRS. La définition de chaque mesure hors PCGR et le rapprochement connexe sont fournis dans les sections « Résultats financiers » ou « 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 2013, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 23 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. En 2013, la production moyenne de pétrole brut et de LGN (ensemble, le « pétrole brut ») de Cenovus a dépassé 179 000 barils par jour et la production moyenne de gaz naturel a été de 529 Mpi³/j. Les activités de raffinage de la société ont traité en moyenne 442 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 463 000 barils bruts par jour de produits raffinés.

Stratégie

La stratégie de la société consiste à créer de la valeur à long terme 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.

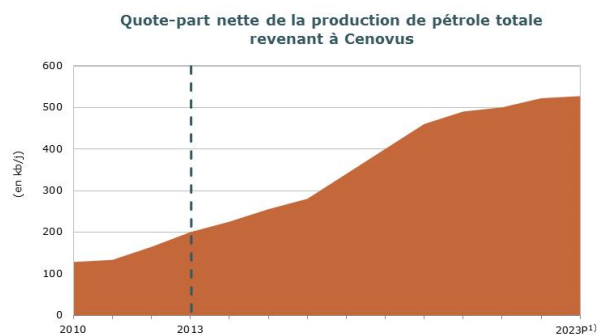
L'approche intégrée de la société permet à Cenovus de profiter de chaque maillon de la chaîne de valeur, de la production jusqu'aux produits finaux de qualité supérieure comme les carburants de transport. Elle repose sur l'ensemble du portefeuille d'actifs de la société :

- 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 indiqués plus loin, la société prévoit que ses dépenses d'investissement totaliseront en moyenne de 3,0 à 3,7 G\$ par an au cours des dix prochaines années. Ces dépenses devraient être principalement financées à l'interne à l'aide, d'une part, des flux de trésorerie que dégagent les activités de production de pétrole brut et de gaz naturel ainsi que les activités de raffinage de la société et, d'autre part, d'une utilisation prudente de ses liquidités et capacités d'emprunt. La société continue de s'affairer à concrétiser son plan d'affaires décennal d'une manière fiable et prévisible en mettant à profit les solides assises qu'elle a édifiées jusqu'à maintenant.

Production de pétrole

Cenovus a l'intention de pousser sa production de bitume à quelque 435 000 barils par jour et sa production nette de pétrole brut, y compris les activités liées aux hydrocarbures classiques, à environ 525 000 barils par jour d'ici la fin de 2023. La société axe ses efforts sur la mise en valeur de ses importantes ressources de pétrole brut, principalement celles de Foster Creek, Christina Lake, Narrows Lake, Telephone Lake et Pelican Lake et celles des zones de pétrole avare classique. Les possibilités d'avenir reposent actuellement sur la mise en valeur des terrains dont la société dispose dans la région des sables bitumineux du nord de l'Alberta, et la société poursuivra l'évaluation des nouvelles ressources en forant 300 à 450 puits d'exploration stratigraphiques bruts chaque année au cours des cinq prochains exercices.



1) Production nette prévue.

Sables bitumineux

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

	Participation en 2013 (%)	Volumes de production nette en 2013 (b/j)	Volumes de production brute en 2013 (b/j)	Capacité de production brute actuellement prévue (b/j)
Projets existants				
Foster Creek	50	53 190	106 380	310 000
Christina Lake	50	49 310	98 620	310 000
Narrows Lake	50	-	-	130 000
Nouveaux projets				
Telephone Lake	100	-	-	300 000
Grand Rapids	100	-	-	180 000

Les projets Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake, situés dans la région de l'Athabasca, dans le nord-est de l'Alberta, sont exploités par Cenovus et détenus conjointement avec ConocoPhillips, société ouverte américaine non apparentée.

À Foster Creek, les phases A à E sont en production. Des travaux d'expansion sont en cours aux phases F, G et H; la production supplémentaire de la phase F devrait commencer au troisième trimestre de 2014 et celle des phases G et H, en 2015 et en 2016, respectivement. Au premier trimestre de 2013, la société a déposé une demande et évaluation des incidences environnementales conjointes à l'égard de la phase J de Foster Creek, dont la production sera de 50 000 barils par jour; l'autorisation des organismes de réglementation devrait parvenir à la société au premier trimestre de 2015.

À Christina Lake, les phases A à E sont en production. L'injection de vapeur a commencé à la phase E en juin 2013, et la mise en production a été effectuée en juillet 2013. Les travaux d'expansion sont en cours à la phase F, qui comportera une centrale de cogénération, et à la phase G, dont la production supplémentaire devrait commencer en 2016 et en 2017, respectivement. Au premier trimestre de 2013, Cenovus a déposé une évaluation des incidences environnementales visant la phase H, qui représente une production de 50 000 barils par jour. La société prévoit recevoir l'autorisation des organismes de réglementation au quatrième trimestre de 2014.

Pour ce qui est du 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, d'une capacité de 45 000 barils par jour. La construction de l'usine de la phase A a commencé en août 2013, et la production devrait pouvoir débuter en 2017.

Telephone Lake et Grand Rapids sont deux des nouveaux projets de Cenovus. Au projet Telephone Lake, situé dans la région de Borealis, un projet pilote d'évacuation d'eau a été entrepris au quatrième trimestre de 2012 et achevé en octobre 2013. La société est parvenue à déplacer l'eau avec de l'air comprimé, environ 70 % de la couche supérieure de l'eau souterraine ayant été déplacée. 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 Telephone Lake; la société prévoit obtenir l'autorisation des organismes de réglementation au deuxième trimestre de 2014. Au projet Grand Rapids, situé quant à lui dans la région de Greater Pelican, un projet pilote de DGMV a été entrepris. L'autorisation des organismes de réglementation devrait parvenir à la société au premier trimestre de 2014 à l'égard de l'exploitation commerciale par DGMV d'une production de 180 000 barils par jour.

Hydrocarbures classiques

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

	2013	
	Pétrole brut ¹⁾	Gaz naturel
(en millions de dollars)		
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ²⁾	1 388	415
Investissement	1 169	22
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	219	393

1) Y compris les LGN.

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

En Alberta, 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. Dans la région de l'Athabasca, dans le nord-est de l'Alberta, se situe le bien Pelican Lake, entièrement détenu par la société. Il produit du pétrole lourd classique à l'aide de l'injection de polymères.

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 en 2013 (%)	Capacité nominale brute en 2013 (kb/j)
Wood River ¹⁾	50	311
Borger	50	146

1) Au 1^{er} janvier 2014, la capacité nominale de Wood River s'établit à 314 000 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 en partie 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)

	2013
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾	1 143
Investissement	107
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	1 036

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

Technologie et environnement

Le développement de technologies, notamment les activités de recherche, et l'environnement jouent des rôles de plus en plus décisifs dans toutes les facettes des activités de Cenovus. La société continue de rechercher de nouvelles technologies et développe activement ses propres technologies dans le but d'accroître les taux de récupération des réservoirs tout en réduisant les quantités d'eau, de gaz naturel et d'électricité consommés dans le cadre de ses activités opérationnelles et en perturbant l'environnement le moins possible. La culture d'entreprise de Cenovus est propice à l'adoption d'idées neuves et de nouvelles approches permettant de réduire éventuellement les coûts. La société a déjà mis au point des solutions novatrices qui permettent de libérer des ressources de pétrole brut difficiles d'accès et d'affirmer l'assise de la réputation d'excellence que possède la société en matière d'exécution de projets. Les considérations environnementales sont inscrites dans toutes les activités de la société, dont l'approche a pour objectif de réduire son empreinte environnementale.

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. La société a versé un dividende de 0,968 \$ par action en 2013, soit une hausse de 10 % par rapport à 2012 (0,88 \$ par action en 2012 et 0,80 \$ par action en 2011).

Valeur de l'actif net

Pour mesurer sa performance, Cenovus emploie divers indicateurs clés, dont la croissance de la valeur de l'actif net. En 2013, la valeur de l'actif net a été favorisée par la performance opérationnelle et financière globale de la société, qui a été annulée en partie par les variations des prix des marchandises. La société continue de croire qu'elle peut 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 2013

L'exercice 2013 a continué de témoigner du dynamisme de l'approche intégrée de Cenovus. Dans l'ensemble, l'intégration des activités de la société et la croissance de la production de pétrole brut ont contribué à réduire l'incidence de la fluctuation des prix des marchandises. Les programmes d'investissement prévus ont été menés à bien, les demandes d'approbation visant l'expansion de Foster Creek et de Christina Lake ont été soumises aux organismes de réglementation et la capacité de transport ferroviaire s'est accrue.

Résultats opérationnels

La production totale de pétrole brut s'est établie en moyenne à 179 275 barils par jour, soit une hausse de 8 % par rapport à 2012.

La production moyenne de pétrole brut du secteur Sables bitumineux s'est établie à 102 500 barils par jour, en hausse de 14 %, principalement grâce à l'accroissement de la production à Christina Lake. La production moyenne à Christina Lake s'est chiffrée à 49 310 barils par jour, soit une hausse de 55 %, car la phase D fonctionne maintenant à plein rendement et la phase E, qui est la dixième phase d'expansion de Cenovus, est entrée en production en juillet 2013. L'ajout de la phase E se traduit par une augmentation de la capacité nominale, qui est passée à 138 000 barils bruts par jour. L'accroissement de la capacité de la phase E se déroule comme pour les phases C et D, qui ont mis six à neuf mois avant d'atteindre le plein rendement.

La production moyenne de Foster Creek s'est établie à 53 190 barils par jour, en baisse de 8 %, en raison de diverses questions de production présentées à la section « Sables bitumineux » de la rubrique « Secteurs à présenter ».

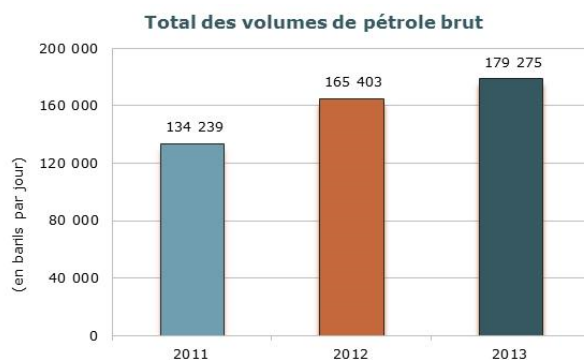
Dans le secteur Hydrocarbures classiques, la production moyenne de pétrole brut a été de 76 775 barils par jour, soit une augmentation de 1 %. Cette augmentation est attribuable à la solide performance des puits horizontaux redevable à la campagne de forage en cours dans le sud de l'Alberta et à l'accroissement de la production à Pelican Lake, facteurs qui ont été contrebalancés par une diminution de la production causée par la vente des biens de Lower Shaunavon en juillet 2013, et les baisses normales de rendement prévues. La production moyenne de Pelican Lake a été de 24 254 barils par jour, soit une hausse de 8 % attribuable à la mise en service de nouveaux puits intercalaires tout au long de 2012 et de 2013, ainsi qu'aux meilleurs résultats du programme d'injection de polymères.

Les réserves prouvées de bitume ont augmenté de 8 % et s'élèvent à plus de 1,8 milliard de barils; l'estimation la plus juste des ressources éventuelles économiques chiffre ces ressources à 9,8 milliards de barils, soit 2 % de plus qu'auparavant, ce qui souligne 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.

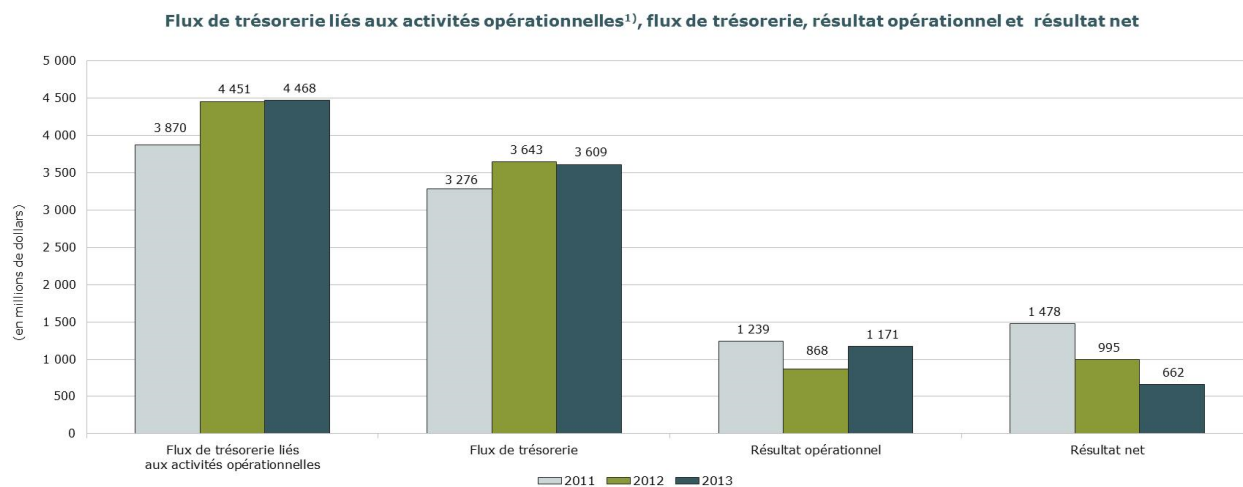
Les installations de raffinage de la société ont traité en moyenne 442 000 barils bruts par jour de pétrole brut (412 000 en 2012), dont 222 000 barils bruts par jour de brut lourd (198 000 en 2012). La production s'est chiffrée à 463 000 barils bruts par jour de produits raffinés, soit une augmentation d'environ 30 000 barils bruts par jour, ou 7 %, car la production de produits raffinés de l'exercice précédent avait été entravée par des révisions prévues au calendrier aux deux raffineries.

Les autres résultats opérationnels importants de 2013 par rapport à ceux de 2012 comprennent notamment :

- la société a reçu l'autorisation des organismes de réglementation à l'égard d'un programme d'optimisation aux phases C, D et E de Christina Lake, qui devraient ajouter une capacité brute pouvant aller jusqu'à 22 000 barils par jour en 2015;
- la société a mené à terme la première grande révision prévue au calendrier à Christina Lake;
- la cession des biens de Lower Shaunavon a été clôturée et a permis d'encaisser un produit d'environ 240 M\$;
- la production de gaz naturel a diminué de 11 % et s'est établie en moyenne à 529 Mpi³ par jour, ce qui est imputable aux baisses normales de rendement prévues;
- la société a accru ses ventes sur de nouveaux marchés grâce à l'accroissement de sa capacité de transport ferroviaire, qui était passée à 10 000 barils par jour à la fin de 2013.



Résultats financiers



1) Pour toutes les périodes présentées, la société a reclassé les dépenses liées aux activités de recherche, les faisant passer des charges opérationnelles aux frais de recherche, ce qui a fait monter les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles. Les flux de trésorerie, le résultat opérationnel et le résultat net n'ont pas changé.

L'approche intégrée de la société a produit des résultats financiers constants et prévisibles. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et les flux de trésorerie sont demeurés relativement stables en 2013 par rapport à 2012.

Les faits saillants financiers de 2013 par rapport à 2012 sont notamment les suivants :

Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires se sont chiffrés à 18 657 M\$, soit une augmentation de 1 815 M\$, ou 11 %, en raison des facteurs suivants :

- une augmentation des produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation, qui ont monté de 1 350 M\$ surtout grâce à l'amélioration du débit de raffinage, annulée en partie par un recul des prix des produits raffinés. Les produits tirés des ventes de pétrole brut à des tiers ont progressé par suite d'une hausse des volumes d'achat de pétrole brut et des prix des condensats;
- une hausse de 8 % des volumes de vente de pétrole brut;
- une augmentation des prix de vente moyens du pétrole brut (compte non tenu des opérations de couverture financière), qui ont monté de 2 % pour s'établir à 67,01 \$ le baril, et de ceux du gaz naturel, qui ont progressé de 32 %, se chiffrant à 3,20 \$ le kpi³;
- un accroissement des volumes et des prix des condensats servant à la fluidification.

Les facteurs ayant entraîné des hausses des produits des activités ordinaires ont été contrebalancés par les baisses des volumes de production de gaz naturel.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

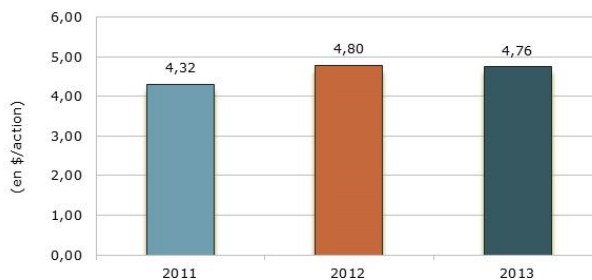
En 2013, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 4 468 M\$, ce qui signifie une augmentation de 17 M\$. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles en amont, qui ont augmenté de 147 M\$ ou 5 %, se sont situés à 3 325 M\$, en raison de l'accroissement des volumes de production de pétrole brut à Christina Lake et de la hausse des prix de vente du pétrole brut et du gaz naturel, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par la diminution des profits réalisés liés à la gestion des risques, l'accroissement des charges opérationnelles et le recul des volumes de production de gaz naturel. Les prix de vente du pétrole brut se sont accrus de 2 % en raison principalement de la hausse du prix du West Texas Intermediate (« WTI »), qui s'est établi en moyenne à 98,05 \$ US le baril (94,15 \$ US le baril en 2012) et de l'affaiblissement du dollar canadien, malgré le recul du prix moyen du Western Canadian Select (« WCS ») de 0,27 \$ US le baril.

Ces augmentations ont été en partie annulées par la diminution de 130 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation, lesquels se sont établis à 1 143 M\$. Cette diminution est principalement imputable au rétrécissement des marges de craquage et à la hausse des coûts associés aux numéros d'identification renouvelables (« NIR »), facteurs qui ont été atténués par une amélioration de l'avantage sur les coûts de la charge d'alimentation des raffineries découlant du traitement d'une plus grande proportion de pétrole lourd, dont le prix est moindre, et à une augmentation de la production de produits raffinés. Les marges de craquage 3-2-1 sur les marchés de Chicago et du Midwest Combined (« groupe 3 ») ont diminué d'environ 6 \$ US le baril et 8 \$ US le baril, respectivement. Les activités de raffinage de la société continuent de bénéficier de l'escompte auquel se négocie le WCS par rapport au WTI en raison de l'avantage sur les coûts de la charge d'alimentation des raffineries découlant du traitement de pétrole lourd.

Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie, qui ont diminué de 1 % pour s'établir à 3 609 M\$, sont demeurés relativement stables, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ayant peu varié en 2013 par rapport à 2012, ce qui témoigne du dynamisme de l'approche intégrée de Cenovus. Les reculs des flux de trésorerie sont principalement imputables à l'accroissement de la charge préalable à la prospection, des charges financières, compte non tenu de la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement et des frais généraux et frais d'administration, exclusion faite des charges au titre des primes d'intéressement à long terme hors trésorerie. La diminution de l'impôt payé en trésorerie par rapport à 2012 a compensé en partie la baisse des flux de trésorerie.

Flux de trésorerie dilués par action, après dilution



Résultat opérationnel

Outre les variations des flux de trésorerie mentionnées ci-dessus, le résultat opérationnel a augmenté de 303 M\$, ou 35 %, s'établissant à 1 171 M\$ grâce à l'absence de perte de valeur du goodwill en 2013, alors qu'une perte de valeur de 393 M\$ du goodwill avait été comptabilisée en 2012, et à une diminution de 111 M\$ de la charge d'impôt différé, exclusion faite de l'impôt relatif (aux profits) aux pertes latentes liés à la gestion des risques et (au profit) à la perte de change latent lié aux activités autres qu'opérationnelles. L'augmentation du résultat opérationnel a été annulée en partie par l'accroissement de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement causé par l'augmentation de la production et des taux d'amortissement et d'épuisement.

Résultat net

Outre les variations du résultat opérationnel mentionnées ci-dessus, le résultat net a diminué de 333 M\$, ou 33 %, et s'est établi à 662 M\$, principalement en raison des facteurs suivants :

- des pertes latentes liées à la gestion des risques après impôt de 310 M\$ comparativement à des profits de 43 M\$ en 2012;
- des pertes de change réalisées de 146 M\$, après impôt, par suite de la décision prise par un partenaire de la société de rembourser le capital résiduel sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise (décrite en détail à la section « Résultats financiers » du présent rapport de gestion);
- une perte de change latente liée aux activités autres qu'opérationnelles après impôt de 52 M\$ comparativement à un profit de change de 84 M\$ en 2012.

Dépenses d'investissement

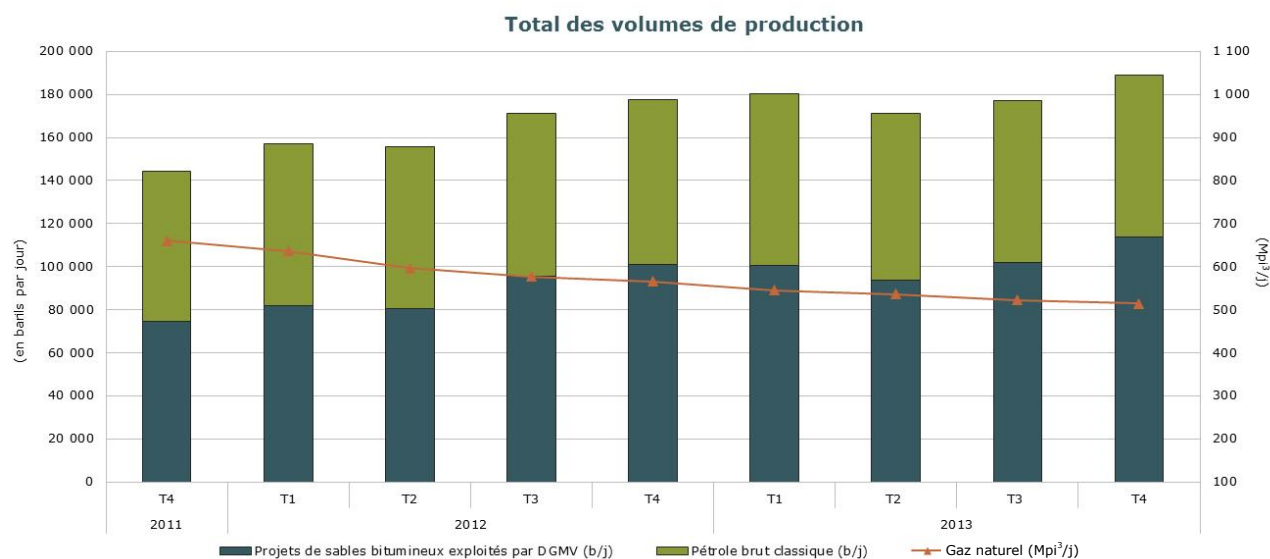
Les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 3 262 M\$, en baisse de 3 %, principalement à cause d'une baisse des dépenses du secteur Hydrocarbures classiques par suite de la cessation des dépenses liées aux biens de Lower Shaunavon et de la réduction des dépenses à Pelican Lake, et d'une diminution des dépenses à l'égard des actifs non sectoriels. Pour ce qui est des activités liées aux sables bitumineux, les dépenses d'investissement ont diminué à Telephone Lake, car les dépenses ont été réduites après l'achèvement du programme de forage et de la construction des installations du projet pilote d'évacuation d'eau au troisième trimestre de 2012. En 2013, aucune dépense d'investissement n'a été consacrée aux activités du projet pilote d'évacuation d'eau, qui a pris fin au quatrième trimestre de 2013.

La diminution des dépenses d'investissement a été en partie contrebalancée par des dépenses plus élevées à Christina Lake et à Foster Creek, où elles ont financé l'aménagement des phases d'expansion qui se poursuit, ainsi qu'à Narrows Lake, où la construction de la phase A a débuté en 2013.

Dividende

La société a versé un dividende de 0,968 \$ l'action (0,88 \$ l'action en 2012), soit une hausse de 10 % par rapport à 2012, ce qui témoigne de la détermination de la société à verser des dividendes stables et durables pour assurer un rendement total aux actionnaires.

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL



En 2013, les secteurs opérationnels et autres secteurs à présenter sont différents de ceux présentés pour les périodes précédentes; ils ont été modifiés afin qu'ils soient conformes à la nouvelle structure opérationnelle de Cenovus. C'est maintenant le secteur Hydrocarbures classiques qui gère le bien Pelican Lake. Tous les chiffres des périodes précédentes ont été retraités.

Volumes de production de pétrole brut

(en barils par jour)

	2013	Variation	2012	Variation	2011
Sables bitumineux					
Foster Creek	53 190	(8) %	57 833	5 %	54 868
Christina Lake	49 310	55 %	31 903	173 %	11 665
	102 500	14 %	89 736	35 %	66 533
Hydrocarbures classiques					
Pelican Lake	24 254	8 %	22 552	10 %	20 424
Pétrole lourd	15 991	- %	16 015	2 %	15 657
Pétrole moyen et léger	35 467	(2) %	36 071	18 %	30 524
LGN ¹⁾	1 063	3 %	1 029	(7) %	1 101
	76 775	1 %	75 667	12 %	67 706
Total de la production de pétrole brut	179 275	8 %	165 403	23 %	134 239

1) Les LGN comprennent les volumes de condensats.

En 2013, la production de pétrole brut a augmenté de 8 %, sous l'impulsion de l'accroissement de la production à Christina Lake, la phase D ayant atteint son plein rendement au cours du premier trimestre de 2013 et la phase E ayant été mise en service en juillet 2013.

La production à Foster Creek a diminué de 8 % par rapport à 2012. Au quatrième trimestre de 2012, les niveaux de production excédant la capacité nominale de l'usine, Cenovus a pris la décision de retarder jusqu'en 2013 certains reconditionnements prévus. Ce report des activités de maintenance s'est traduit par une accumulation du nombre de puits devant être reconditionnés, ce qui a eu des répercussions négatives imprévues sur les volumes de production de 2013. Pour plus de détails, se reporter à la section « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

La production de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques a légèrement augmenté grâce à la meilleure performance des puits horizontaux découlant du programme de forage en cours dans le sud de l'Alberta et à l'accroissement de la production à Pelican Lake; ces facteurs ont été en partie annulés par la cession des biens de Lower Shaunavon et les baisses normales de rendement prévues. La production à Pelican Lake a progressé en 2013 grâce à la mise en service de nouveaux puits intercalaires en 2012 et en 2013 et aux meilleurs résultats du programme d'injection de polymères. En 2013, les biens de Lower Shaunavon, qui ont été vendus au début de juillet, ont produit un nombre annuel moyen de 2 095 barils par jour (4 411 barils par jour en 2012).

Volumes de production de gaz naturel

(en Mpi ³ par jour)	2013	2012	2011
Hydrocarbures classiques	508	564	622
Sables bitumineux	21	30	34
	529	594	656

Les dépenses consacrées aux activités liées au gaz naturel sont encore gérées en fonction de l'évolution des prix du gaz naturel. Cenovus continue de concentrer ses efforts sur les projets à rendement élevé et d'affecter les dépenses d'investissement aux biens pétroliers.

Prix nets opérationnels

	Pétrole brut ¹⁾ (\$/baril)			Gaz naturel (\$/kpi ³)		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Prix ²⁾	67,01	65,79	72,84	3,20	2,42	3,65
Redevances	5,01	6,29	9,84	0,04	0,03	0,06
Transport et fluidification ²⁾	3,12	2,65	2,76	0,11	0,10	0,15
Charges opérationnelles	15,65	13,90	13,47	1,16	1,10	1,10
Taxes sur la production et impôts miniers	0,48	0,56	0,56	0,02	0,01	0,04
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	42,75	42,39	46,21	1,87	1,18	2,30
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	1,09	1,39	(2,79)	0,32	1,14	0,87
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	43,84	43,78	43,42	2,19	2,32	3,17

1) Y compris les LGN.

2) Les prix du pétrole brut et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats qui sont mélangés au pétrole lourd. Le coût des condensats, calculé en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification, s'est chiffré à 28,33 \$ le baril (26,72 \$ le baril en 2012 et 24,91 \$ le baril en 2011).

En 2013, le prix net opérationnel moyen pour le pétrole brut, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a augmenté de 0,36 \$ le baril par rapport à celui de 2012; cette stabilité relative est surtout attribuable à la hausse des prix de vente et à la diminution des redevances. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'accroissement des charges opérationnelles et des frais de transport et de fluidification. La hausse des prix de vente est conforme à l'augmentation du prix moyen du WTI en 2013 et la dépréciation du dollar canadien.

Le prix net opérationnel moyen obtenu sur le gaz naturel, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a augmenté pour sa part de 0,69 \$ le kpi³, surtout grâce à la hausse des prix de vente, qui a été annulée en partie par l'accroissement des charges opérationnelles unitaires découlant de la diminution des volumes de production.

Raffinage¹⁾

	2013	Variation	2012	Variation	2011
Production de pétrole brut (kb/j)	442	7 %	412	3 %	401
Pétrole brut lourd	222	12 %	198	57 %	126
Produits raffinés (kb/j)	463	7 %	433	3 %	419
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	97	6 %	91	2 %	89

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

En 2012, les deux raffineries de la société ont subi une révision prévue au calendrier, ce qui a entraîné un accroissement du pétrole brut traité et de la production de produits raffinés et une hausse des taux d'utilisation du brut en 2013. De plus, la quantité de pétrole brut lourd traité a augmenté de 12 %, ce qui démontre la capacité de la société à traiter une plus grande proportion de pétrole brut lourd ainsi que l'optimisation de la charge d'alimentation totale.

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

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 2013	2013	2012	2011
Prix du pétrole brut (\$ US/b)				
Brent				
Moyenne	109,35	108,70	111,68	110,91
Fin de la période	110,80	110,80	111,11	107,38
WTI				
Moyenne	97,61	98,05	94,15	95,11
Fin de la période	98,42	98,42	91,82	98,83
Écart moyen des contrats à terme normalisés sur le Brent/WTI	11,74	10,65	17,53	15,80
WCS				
Moyenne	65,41	72,85	73,12	77,96
Fin de la période	74,80	74,80	59,16	84,37
Écart moyen WTI/WCS	32,20	25,20	21,03	17,15
Prix moyen des condensats (C5 à Edmonton)	94,37	101,77	100,88	105,34
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	3,24	(3,72)	(6,73)	(10,23)
Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries (\$ US/b)				
Chicago	12,29	21,77	27,76	24,55
Groupe 3	10,66	20,80	28,56	25,26
Moyenne des prix du gaz naturel				
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	3,15	3,17	2,41	3,67
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³)	3,60	3,65	2,79	4,04
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/kpi ³)	0,59	0,58	0,38	0,31
Taux de change (\$ US/\$ CA)				
Moyenne	0,953	0,971	1,001	1,012

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.

Prix de référence – pétrole brut

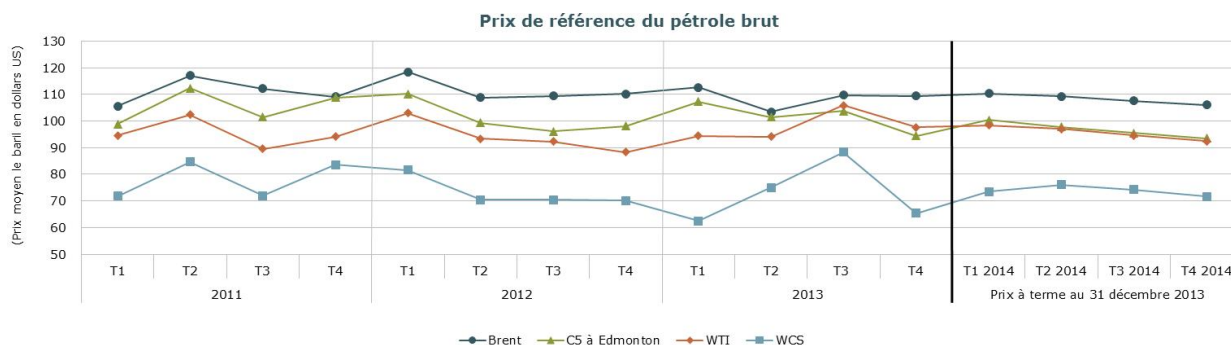
Le prix de référence Brent est un bon indicateur des prix du pétrole brut mondiaux et, selon Cenovus, il indique mieux que le WTI les variations des prix des produits raffinés intérieurs. En 2013, le prix moyen du pétrole brut Brent a diminué de 2,98 \$ US le baril en raison de la croissance soutenue et vigoureuse du pétrole brut en Amérique du Nord, qui a été contrebalancée en partie par un accroissement de la demande mondiale de pétrole brut et les interruptions de l'offre persistantes dans divers pays.

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. L'escompte moyen entre le WTI et le Brent s'est amoindri de 6,88 \$ US le baril en 2013, car la construction de la nouvelle infrastructure de transport par pipeline entre la région de Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique a soulagé la congestion qui s'était récemment créée en raison de la vive croissance de l'offre intérieure aux États-Unis.

Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. L'écart moyen entre le WTI et le WCS s'est élargi de 4,17 \$ US le baril en raison de la croissance constante de la production de pétrole brut canadien et des retards dans l'obtention des approbations et la construction de la nouvelle capacité de transport par pipeline vers les marchés américains.

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 % environ. Étant donné que l'offre de condensats en Alberta ne répond pas à la demande, les prix des condensats à Edmonton sont stimulés par ceux pratiqués sur la côte du golfe du Mexique et sont majorés par le coût du transport des condensats jusqu'à Edmonton. En 2013, les prix des condensats ont augmenté de 0,89 \$ US le baril, pour se chiffrer à 101,77 \$ US, grâce à l'accroissement de la demande de diluant provenant des producteurs liés aux sables bitumineux. Au quatrième trimestre de 2013, les prix des condensats ont diminué de 3,77 \$ US le baril par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent à cause d'une hausse de la capacité de transport des condensats et de l'offre accrue de condensats en provenance de la côte du golfe du Mexique. Au deuxième semestre de 2013, les

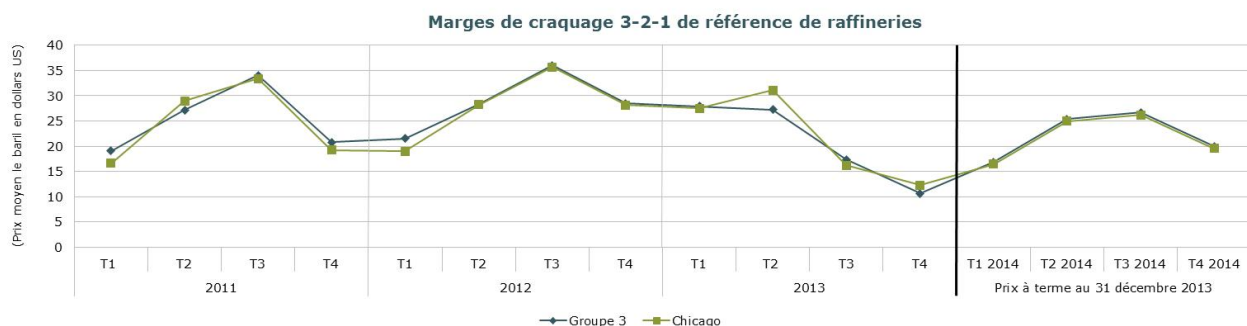
condensats se sont échangés à un escompte par rapport au WTI pour la première fois depuis le troisième trimestre de 2010. En effet, les prix des condensats se sont raffermis, mais ceux du WTI ont augmenté encore plus sous l'effet la réduction de la congestion du transport pipelinier.



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

La marge de craquage 3-2-1 est un indicateur de la marge de raffinage résultant de la transformation de trois barils de pétrole brut en deux barils d'essence ordinaire sans plomb et un baril de diesel à très faible teneur en soufre calculé en fonction des prix de la charge d'alimentation en pétrole brut selon le prix du WTI et évalué à l'aide de la méthode du dernier entré, premier sorti. Les marges de craquage moyennes sur le marché intérieur de Chicago, aux États-Unis, et sur le marché du groupe 3 ont chuté en 2013 par rapport à 2012, principalement à cause du renforcement des prix du WTI lorsque les problèmes de congestion ont été résolus.

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 comptable du premier entré, premier sorti.



Autres prix de référence

Les prix moyens du gaz naturel ont augmenté en 2013 en raison du ralentissement de la croissance de l'offre et des températures plus froides pendant la période de chauffage hivernale.

L'affaiblissement du dollar canadien en regard du dollar américain a un effet positif sur tous les produits des activités ordinaires de Cenovus étant donné que les prix de vente du pétrole brut, du gaz naturel et des produits raffinés de la société sont établis en fonction de prix de référence libellés en dollars américains. De façon analogue, comme les résultats liés au raffinage sont libellés en dollars américains, toute dépréciation du dollar canadien améliore les résultats que déclare la société, bien qu'un affaiblissement fasse aussi monter les dépenses d'investissement liées au raffinage de la société pour la période écoulée. En 2013, le dollar canadien s'est incliné de 0,03 \$ devant le dollar américain, en raison de la hausse plus rapide des taux d'intérêt aux États-Unis qu'au Canada par suite de l'amélioration de l'économie américaine, de la baisse des prix des marchandises et des préoccupations à l'égard de la capacité des hausses attendues de l'offre de pétrole brut d'atteindre les marchés. La baisse de 3 % du dollar canadien en 2013 par rapport à 2012 a eu une incidence positive de quelque 560 M\$ sur les produits des activités ordinaires de la société.

RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats financiers consolidés

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

(en millions de dollars, sauf les montants par action)

	2013	Variation	2012	Variation	2011
Produits des activités ordinaires	18 657	11 %	16 842	7 %	15 696
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles^{1), 2)}	4 468	- %	4 451	15 %	3 870
Flux de trésorerie¹⁾	3 609	(1) %	3 643	11 %	3 276
- dilués par action	4,76	(1) %	4,80	11 %	4,32
Résultat opérationnel^{1), 3)}	1 171	35 %	868	(30) %	1 239
- dilué par action ³⁾	1,55	36 %	1,14	(30) %	1,64
Résultat net³⁾	662	(33) %	995	(33) %	1 478
- de base par action ³⁾	0,88	(33) %	1,32	(33) %	1,96
- dilué par action ³⁾	0,87	(34) %	1,31	(33) %	1,95
Total de l'actif	25 224	4 %	24 216	9 %	22 194
Total des passifs financiers à long terme⁴⁾	6 113	- %	6 128	13 %	5 411
Dépenses d'investissement⁵⁾	3 262	(3) %	3 368	24 %	2 723
Dividendes en numéraire	732	10 %	665	10 %	603
- par action	0,968	10 %	0,88	10 %	0,80

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

2) Pour toutes les périodes présentées, la société a reclassé les dépenses liées aux activités de recherche, les faisant passer des charges opérationnelles aux frais de recherche, ce qui a fait monter les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles. Les flux de trésorerie, le résultat opérationnel et le résultat net n'ont pas changé.

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

4) Comprend la dette à long terme, l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise, le passif lié à la gestion des risques et d'autres passifs financiers inclus au poste Autres passifs des états consolidés de la situation financière.

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

Produits des activités ordinaires

En 2013, les produits des activités ordinaires ont augmenté de 1 815 M\$, soit 11 %, par rapport à 2012.

(en millions de dollars)	2013 c. 2012	2012 c. 2011
Produits des activités ordinaires de l'exercice comparatif	16 842	15 696
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :		
Sables bitumineux	610	739
Hydrocarbures classiques	177	(100)
Raffinage et commercialisation	1 350	731
Activités non sectorielles et éliminations	(322)	(224)
Produits des activités ordinaires à la fin de l'exercice	18 657	16 842

En 2013, les produits en amont ont crû de 787 M\$, ou 14 %, du fait de l'augmentation des volumes de vente du pétrole brut fluidifié, de la hausse des prix de vente du pétrole brut, des condensats et du gaz naturel et de la réduction des redevances, facteurs qui ont été annulés en partie par un recul de la production de gaz naturel.

En 2013, les produits du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté de 12 % grâce à l'accroissement de la production de produits raffinés et à une dépréciation du dollar canadien, qui ont été annulés en partie par le recul des prix des produits raffinés. Les produits tirés des ventes à des tiers effectuées en vue de fournir à la société une meilleure souplesse en matière d'activités opérationnelles ont monté par suite d'une hausse des volumes d'achat de pétrole brut et des prix du pétrole brut et des condensats.

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.

Les produits des activités ordinaires de 2012 étaient supérieurs à ceux de 2011 en raison d'un accroissement des volumes de vente du pétrole brut fluidifié dans les activités en amont de la société et d'une augmentation de la production et des prix des produits raffinés. La progression des produits des activités ordinaires avait été en partie annulée par les reculs des prix de vente moyens du pétrole brut et du gaz naturel.

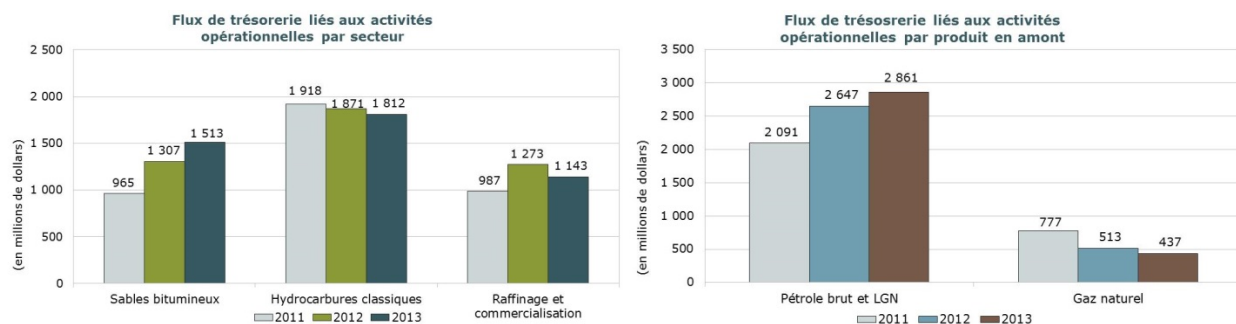
Pour de plus amples renseignements sur les produits des activités ordinaires de Cenovus, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

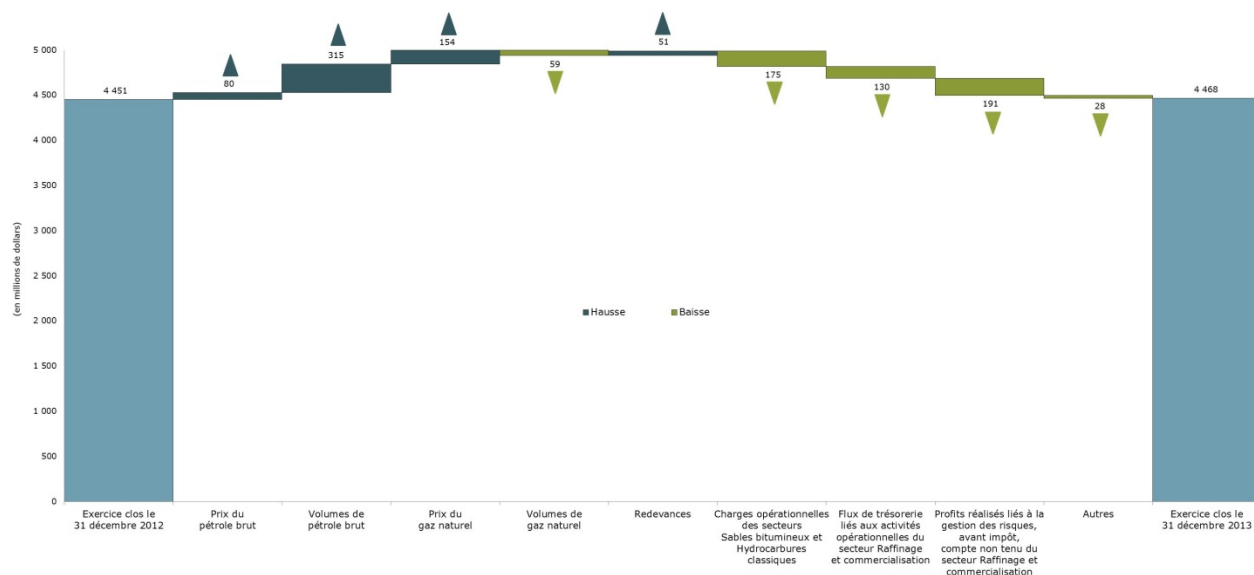
Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles constituent une mesure hors PCGR qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'un exercice à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie des actifs de la société. Les flux de trésorerie 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 liés à la gestion des risques. Les éléments du secteur Activités non sectorielles et éliminations sont exclus du calcul des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

(en millions de dollars)	2013	2012	2011
Produits des activités ordinaires	19 262	17 125	15 755
(Ajouter) déduire :			
Produits achetés	11 004	9 506	9 149
Frais de transport et de fluidification	2 074	1 798	1 369
Charges opérationnelles ¹⁾	1 803	1 669	1 399
Taxe sur la production et impôts miniers	35	37	36
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(122)	(336)	(68)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	4 468	4 451	3 870

1) Pour toutes les périodes présentées, la société a reclassé les dépenses liées aux activités de recherche, les faisant passer des charges opérationnelles aux frais de recherche, ce qui a fait monter les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles. Les flux de trésorerie, le résultat opérationnel et le résultat net n'ont pas changé.



Variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2012



En 2013, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont totalisé 4 468 M\$, soit pratiquement le même montant qu'en 2012. Comme l'illustre le graphique ci-dessus, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de la société ont augmenté de 17 M\$ par rapport à 2012, essentiellement en raison des facteurs suivants :

- une hausse de 8 % des volumes de vente du pétrole brut;
- un accroissement de 32 % du prix de vente moyen du gaz naturel, qui s'est établi à 3,20 \$ le kpi³, et une augmentation de 2 % du prix de vente moyen du pétrole brut, le portant à 67,01 \$ le baril.

Ces augmentations ont été en partie annulées par les facteurs suivants :

- des profits réalisés liés à la gestion des risques, avant impôt, compte non tenu du secteur Raffinage et commercialisation, de 141 M\$ comparativement à 332 M\$ en 2012;
- une hausse des charges opérationnelles liées au pétrole brut de 184 M\$, causée en partie par l'accroissement de la production de pétrole brut. Les charges opérationnelles liées au pétrole brut ont augmenté de 1,75 \$ le baril pour atteindre 15,65 \$;
- un fléchissement de 130 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation, surtout imputable à la réduction des marges de craquage et à une hausse de 121 M\$ des coûts associés aux NIR, compensées en partie par l'avantage découlant du traitement d'une proportion plus grande de pétrole brut lourd à prix escompté et l'augmentation de la production de produits raffinés.

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)	2013	2012	2011
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	3 539	3 420	3 273
(Ajouter) déduire :			
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(120)	(113)	(82)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	50	(110)	79
Flux de trésorerie	3 609	3 643	3 276

Variation des flux de trésorerie pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2012

En 2013, les flux de trésorerie ont diminué de 34 M\$ à cause de la stabilité relative des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles d'un exercice à l'autre, ce qui témoigne du dynamisme de l'approche intégrée de Cenovus. Les autres facteurs qui ont fait varier les flux de trésorerie sont les suivants :

- une charge préalable à la prospection de 64 M\$;
- une augmentation des charges financières imputable principalement à la prime de 32 M\$ US versée au remboursement anticipé de billets non garantis de premier rang de 800 M\$ US qui devaient arriver à échéance en septembre 2014;
- l'augmentation des frais généraux et frais d'administration, exclusion faite des charges au titre des primes d'intéressement à long terme hors trésorerie, occasionnée par la hausse des frais de location et de dotation.

La diminution des flux de trésorerie a été compensée en partie par une baisse de 121 M\$ de la charge d'impôt exigible faisant suite essentiellement à la retenue d'impôt de 68 M\$ sur un dividende américain comptabilisée en 2012, à des ajustements au titre des modifications apportées à la législation, à l'achèvement des déclarations fiscales de 2012 et à la baisse du bénéfice imposable de source américaine au cours de l'exercice à l'étude.

Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel est une mesure hors PCGR qui, parce qu'elle élimine les éléments non opérationnels, permet d'assurer la comparabilité de la performance financière sous-jacente de la société d'une période à l'autre. Le résultat opérationnel correspond au résultat net, compte non tenu du profit ou de la perte après impôt sur les activités abandonnées, du profit au titre d'un achat avantageux, après impôt, de l'incidence après impôt des profits (pertes) latents liés à la gestion des risques sur des instruments dérivés, des profits (pertes) de change latents à la conversion des billets libellés en dollars américains émis au Canada et de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, après impôt, des profits (pertes) de change, après impôt, au règlement d'opérations intersociétés, des profits (pertes) à la sortie d'actifs, après impôt, de la charge d'impôt différé au titre du change lié à la dette intersociétés en dollars américains constatée à des fins fiscales uniquement, de l'incidence des modifications des taux d'imposition prévus par la loi et de la perte de change réalisée après impôt à l'encaissement anticipé de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise décrit ci-dessous.

Le 17 décembre 2013, le partenaire de Cenovus a exercé le droit que lui confère l'entente de partenariat conclue avec FCCL d'éteindre de manière anticipée le capital résiduel de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise d'un montant net de 1,4 G\$ US revenant à Cenovus. Cette opération s'est traduite par la concrétisation d'une perte de change réalisée de 146 M\$, après impôt, causée par la dépréciation du dollar canadien par rapport au 2 janvier 2007, date à laquelle l'effet avait été émis. Cette perte de change réalisée n'est pas incluse dans le calcul du résultat opérationnel, car elle ne reflète pas les activités courantes de Cenovus.

(en millions de dollars)	2013	2012	2011
Résultat net	662	995	1 478
(Ajouter) déduire			
(Profits) pertes latents liés à la gestion des risques, après impôt ^{1), 3)}	310	(43)	(134)
(Profits) pertes de change non opérationnels latents, après impôt ^{2), 3)}	52	(84)	(14)
Perte de change réalisée à l'encaissement anticipé de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, après impôt ³⁾	146	-	-
(Profits) pertes à la sortie d'actifs, après impôt	1	-	(91)
Résultat opérationnel	1 171	868	1 239

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) Comprennent les (profits) pertes de change latents, après impôt, à la conversion des billets libellés en dollars américains émis au Canada et sur 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.

3) L'avantage fiscal découlant des pertes n'est comptabilisé que dans la mesure où des gains en capital existent.

En 2013, conformément aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, le résultat opérationnel s'est chiffré à 1 171 M\$, en hausse de 303 M\$, sous l'effet surtout de l'absence de perte de valeur du goodwill en 2013. En 2012, la société avait comptabilisé une perte de valeur du goodwill de 393 M\$ pour le secteur Hydrocarbures classiques.

De plus, la progression du résultat opérationnel est attribuable à :

- la diminution de 111 M\$ de la charge d'impôt différé, exclusion faite de l'impôt sur le résultat se rapportant aux profits latents liés à la gestion des risques et aux pertes de change non opérationnelles latentes, par suite du fléchissement du résultat tiré des activités de raffinage.

Ce facteur a été annulé en partie par :

- l'augmentation de 248 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement découlant de l'accroissement de la production et des taux d'amortissement et d'épuisement. La charge d'amortissement et d'épuisement tient compte de la perte de valeur de 57 M\$ comptabilisée au deuxième trimestre de 2013 relativement aux biens de Lower Shaunavon.

Résultat net

(en millions de dollars)	2013 c. 2012	2012 c. 2011
Résultat net de l'exercice comparatif	995	1 478
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ¹⁾	17	581
Activités non sectorielles et éliminations		
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques, après impôt	(353)	(91)
Profits (pertes) de change latents	(110)	28
Profits (pertes) à la sortie d'actifs	(1)	(107)
Charges ²⁾	(217)	(57)
Amortissement et épuisement	(248)	(290)
Perte de valeur du goodwill	393	(393)
Coûts de prospection	(46)	(68)
Impôt sur le résultat, à l'exclusion de l'impôt sur les profits (pertes) latents liés à la gestion des risques	232	(86)
Résultat net à la fin de l'exercice	662	995

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

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

En plus des variations analysées plus haut dans les rubriques sur les flux de trésorerie et le résultat opérationnel, le résultat net a diminué de 33 % en 2013, principalement à cause des pertes latentes de 310 M\$, après impôt, liées à la gestion des risques comparativement à des profits de 43 M\$ comptabilisés en 2012, d'une perte de change réalisée de 146 M\$, après impôt, découlant de l'encaissement du capital résiduel de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise décrit plus haut et des pertes de change latentes de 52 M\$, après impôt, liées aux activités autres qu'opérationnelles comptabilisées par suite de l'affaiblissement du dollar canadien en 2013 comparativement à des profits de 84 M\$ en 2012.

Le résultat net avait diminué en 2012 par rapport à 2011, principalement à cause d'une perte de valeur du goodwill comptabilisée dans le secteur Hydrocarbures classiques et d'une augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement. La diminution a été en partie compensée par l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles en amont, largement attribuable à un accroissement des volumes de production de pétrole brut et à la hausse des profits réalisés liés à la gestion des risques en amont, avant impôt, de même que par la progression des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation.

Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	2013	2012	2011
Sables bitumineux	1 883	1 693	1 098
Hydrocarbures classiques	1 191	1 366	1 105
Raffinage et commercialisation	107	118	393
Activités non sectorielles et éliminations	81	191	127
Dépenses d'investissement	3 262	3 368	2 723
Acquisitions	32	114	71
Sorties d'actifs	(283)	(76)	(173)
Dépenses d'investissement, montant net¹⁾	3 011	3 406	2 621

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

En 2013, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont visé essentiellement la mise en valeur des phases d'expansion de Foster Creek et de Christina Lake et la mise en valeur de la phase A de Narrows Lake. Les dépenses d'investissement ont porté sur le forage de 339 puits de forage stratigraphique bruts.

En 2013, les dépenses d'investissement du secteur Hydrocarbures classiques ont porté surtout sur les dépenses consacrées à l'expansion de l'injection de polymères à Pelican Lake et sur les programmes de forage, de complétion et de remise en production d'installations, ainsi que sur des travaux de construction des installations des autres biens du secteur Hydrocarbures classiques. Les dépenses consenties à l'égard du gaz naturel continuent d'être gérées en réaction au contexte de faiblesse des prix du gaz naturel.

Les dépenses d'investissement du secteur Raffinage et commercialisation étaient axées en 2013 sur la maintenance des immobilisations et des projets d'amélioration de la fiabilité et de la sécurité des raffineries.

Les dépenses d'investissement comprennent aussi les sommes accordées au développement de technologies, domaine qui fait partie intégrante des activités de la société. La société doit nécessairement posséder une stratégie intégrée en matière d'innovation et de développement des technologies si elle veut continuer d'être perçue comme un producteur dont les coûts sont bas, de réduire son empreinte environnementale et d'exceller dans l'exécution de ses projets. Les équipes concernées cherchent des moyens de perfectionner les activités actuelles et étudient de nouvelles idées dans l'espoir d'améliorer les techniques de récupération employées pour atteindre le pétrole brut et le gaz naturel et d'améliorer les procédés de raffinage. En 2013, une tranche de 129 M\$ des dépenses d'investissement a été consacrée au développement de technologies. La société a passé en charges un montant de 24 M\$ lié aux activités de recherche.

Les dépenses d'investissement du secteur Activités non sectorielles et éliminations ont été réduites, car les coûts liés aux améliorations locatives et aux technologies de l'information ont diminué depuis l'emménagement dans de nouveaux locaux à bureaux au premier trimestre de 2013.

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

En 2013, les principales acquisitions d'actifs de la société visaient des terrains non mis en valeur jouxtant le bien Telephone Lake.

Les sorties d'actifs de 2013 se rapportaient à la vente des biens de Lower Shaunavon de la société, en juillet 2013, pour un produit d'environ 240 M\$ plus les ajustements de clôture, ainsi qu'à des terrains non mis en valeur dans le nord de l'Alberta et à la résiliation de droits miniers liés à des biens non essentiels du secteur Sables bitumineux visés par le projet Lower Athabasca Regional Plan (le « projet LARP »), qui a entraîné le versement d'une indemnité de 20 M\$, y compris les intérêts. La résiliation des droits miniers n'a pas eu d'incidence directe sur le plan d'affaires de la société, ni sur ses activités actuelles à Foster Creek et à Christina Lake, ni sur aucune des demandes déposées. Se reporter à la section « Gestion des risques » du présent rapport de gestion pour en apprendre davantage sur le projet LARP.

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 ou aux investissements discrétionnaires, 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)

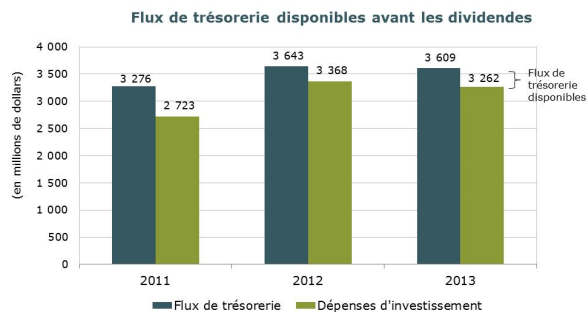
	2013	2012	2011
Flux de trésorerie ¹⁾	3 609	3 643	3 276
Dépenses d'investissement (capitaux engagés et capital-développement)	3 262	3 368	2 723
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	347	275	553
Dividendes versés	732	665	603
	(385)	(390)	(50)

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

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

Les flux de trésorerie tirés des 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. Pour en savoir plus sur le sujet, se reporter à la section « Situation de trésorerie et sources de financement ».

Environ les deux tiers des dépenses d'investissement prévues pour 2014 sont des capitaux engagés, qui servent à faire progresser les expansions approuvées à Christina Lake, Foster Creek et Narrows Lake et à soutenir les activités commerciales actuelles. Le dernier tiers est formé de capitaux discrétionnaires consacrés à des activités comme la poursuite de la mise en valeur de zones de pétrole avare, l'avancement du processus d'approbation par les organismes de réglementation des projets d'expansion liés aux sables bitumineux et l'investissement dans le développement de technologies.



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

Les secteurs opérationnels et autres secteurs à présenter ci-dessus sont différents de ceux présentés pour les périodes précédentes; ils ont été modifiés afin qu'ils soient conformes à la nouvelle structure opérationnelle de Cenovus. C'est maintenant le secteur Hydrocarbures classiques qui gère le bien Pelican Lake. Tous les chiffres des périodes précédentes ont été retraités. Par conséquent, pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011, des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de 418 M\$ et de 305 M\$, respectivement, ont été reclassés du secteur Sables bitumineux au secteur Hydrocarbures classiques. En plus du retraitement découlant des modifications apportées aux secteurs opérationnels, les activités de recherche, qui étaient auparavant incluses dans les charges opérationnelles, ont été reclassées pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée en 2013.



Produits des activités ordinaires par secteur à présenter

(en millions de dollars)	2013	2012	2011
Sables bitumineux	3 780	3 170	2 431
Hydrocarbures classiques	2 776	2 599	2 699
Raffinage et commercialisation	12 706	11 356	10 625
Activités non sectorielles et éliminations	(605)	(283)	(59)
	18 657	16 842	15 696

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. La société est également propriétaire de plusieurs nouveaux projets en phase initiale d'évaluation, notamment Telephone Lake et Grand Rapids. 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 2013 par rapport à 2012, les principaux facteurs qui ont eu une incidence sur le secteur Sables bitumineux sont les suivants :

- la production à Christina Lake s'est accrue de 55 % et a atteint 49 310 barils par jour en moyenne. La phase D a atteint le plein rendement en 2013 et la phase E, qui est la dixième phase d'expansion de Cenovus, est entrée en service en juillet 2013;
- la première révision d'importance prévue au calendrier a eu lieu à Christina Lake et entraîné 11 jours d'interruption complète de la production;
- la société a reçu l'autorisation des organismes de réglementation à l'égard d'un programme d'optimisation aux phases C, D et E de Christina Lake, qui devraient ajouter une capacité brute pouvant aller jusqu'à 22 000 barils bruts par jour en 2015;
- des demandes et évaluations des incidences environnementales conjointes visant la phase J de Foster Creek et la phase H de Christina Lake ont été déposées;
- la production moyenne s'est établie à 53 190 barils par jour à Foster Creek, ce qui représente une baisse de 8 % occasionnée par certaines difficultés au chapitre de la production qui sont analysées plus loin.

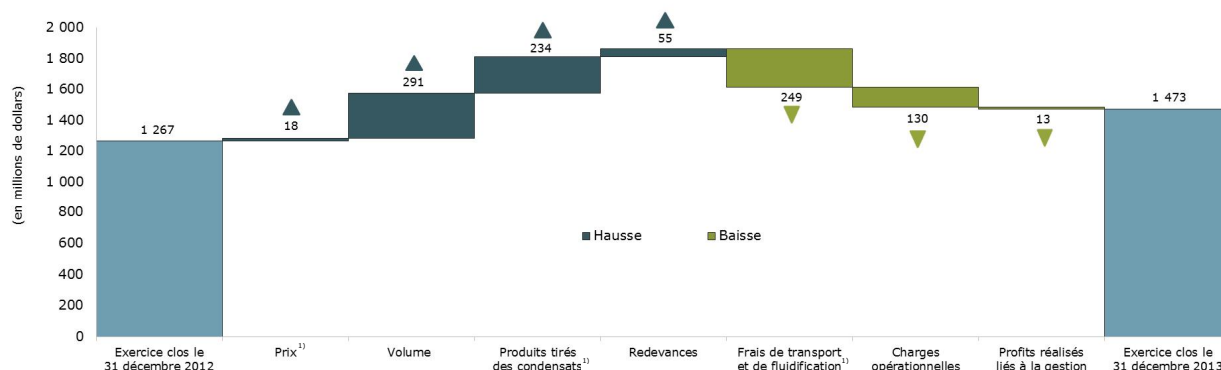
Sables bitumineux – pétrole brut

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2013	2012	2011
Chiffre d'affaires brut	3 850	3 307	2 585
Déduire : redevances	131	186	226
Produits des activités ordinaires	3 719	3 121	2 359
Charges			
Transport et fluidification	1 748	1 499	1 084
Activités opérationnelles	531	401	303
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(33)	(46)	67
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	1 473	1 267	905
Dépenses d'investissement	1 878	1 685	1 084
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles déduction faite des dépenses d'investissement connexes	(405)	(418)	(179)

L'excédent des dépenses d'investissement par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles est financé par les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles provenant des activités des secteurs Hydrocarbures classiques et Raffinage et commercialisation.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2012



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.

Produits des activités ordinaires

Prix

En 2013, le prix de vente moyen du pétrole brut obtenu par la société s'est chiffré à 59,10 \$ le baril, soit 1 % de plus qu'en 2012, en raison surtout de la dépréciation du dollar canadien, réduite en partie par la proportion plus grande des volumes de vente provenant de Christina Lake. En 2013, 42 664 barils par jour de la production de Christina Lake se sont vendus à titre de Christina Dilbit Blend (« CDB ») (23 220 barils par jour en 2012), le reste ayant été écoulé à titre de WCS. La production de Christina Lake, qu'elle soit vendue à titre de CDB ou mélangée au WCS et assujettie à une charge de péréquation liée à la qualité, se négocie à un escompte par rapport au WCS.

Production

(b/i)

	2013	Variation	2012	Variation	2011
Foster Creek	53 190	(8) %	57 833	5 %	54 868
Christina Lake	49 310	55 %	31 903	173 %	11 665
	102 500	14 %	89 736	35 %	66 533

En 2013, la production à Foster Creek s'est chiffrée en moyenne à 53 190 barils par jour, soit une réduction de 8 % par rapport à 2012. Au quatrième trimestre de 2012, les niveaux de production excédant la capacité nominale de l'usine, Cenovus a pris la décision de retarder jusqu'en 2013 certains reconditionnements prévus. Ce report des activités de maintenance s'est traduit par une accumulation du nombre de puits devant être reconditionnés, ce qui a eu des répercussions négatives imprévues sur les volumes de production de 2013. En 2013, la société a été en mesure de rattraper la plus grande partie de son retard en matière d'entretien de puits; elle a eu le temps d'analyser les données et d'évaluer en profondeur l'exploitation des phases initiales de Foster Creek.

À la lumière de ces nouveaux renseignements, la société a formulé deux observations principales sur sa manière d'exploiter Foster Creek. Premièrement, en ce qui a trait aux puits, la société doit procéder à davantage d'entretien préventif et améliorer les instruments qui lui permettront d'accroître ses capacités de collecte de données et de surveillance. Elle a aussi revu la conception de ses colonnes perdues, dont elle s'attend à augmenter la fiabilité. La deuxième observation se rapporte à l'adoption de chambres de vapeur communes pour les phases initiales du projet et à la nécessité de mettre l'accent sur l'optimisation de la formation de chambres de vapeur communes pour l'ensemble du champ plutôt qu'en fonction d'un puits ou d'une plateforme. Au cours de la formation des chambres de vapeur communes, la société a besoin de différents procédés de gestion des réservoirs, qu'elle est en train d'évaluer. À court terme, elle s'attend à un ratio d'injection de vapeur plus élevé et à une réduction correspondante des niveaux de production. Comme il en a été fait mention au quatrième trimestre, Cenovus prévoit exploiter les phases A à E de Foster Creek à un niveau de production se situant entre 100 000 et 110 000 barils par jour à court terme. La production du quatrième trimestre de 2013 était conforme à cette prévision. À long terme, la société continue de croire en l'ampleur globale de la ressource et en la capacité de fonctionnement de l'usine à un ratio d'injection de vapeur conforme à la conception de l'usine. À mesure que la société continue de se familiariser avec l'exploitation d'un projet de DGVM utilisant une chambre de vapeur commune et qu'elle bâtit les autres phases, elle cherche à optimiser encore le ratio d'injection de vapeur et la modernisation de l'ensemble des installations.

La production à Christina Lake a augmenté par suite de l'exploitation à plein rendement de la phase D, rythme qui a été atteint environ six mois après le début de la production, au troisième trimestre de 2012; de plus, après son entrée en production en juillet 2013, la phase E poursuit son ascension vers le plein rendement.

Condensats

Le pétrole lourd et le bitume que produit Cenovus doivent être fluidifiés par des condensats qui en réduisent la viscosité avant leur transport en vue de leur commercialisation. Les produits des activités ordinaires tiennent compte de la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd. La valeur globale des condensats servant à la fluidification a augmenté par suite de l'accroissement des volumes de condensats requis pour la fluidification et de la hausse de 2 % des prix des condensats, qui est conforme à l'augmentation du prix de référence.

Redevances

Le calcul des redevances pour les projets de sables bitumineux de la société varie d'un bien à l'autre; les redevances sont établies en fonction de taux fixés par le gouvernement selon que le projet a atteint ou non le stade de récupération des coûts, et fondés sur une échelle mobile fondée sur le prix de référence du WTI exprimé en équivalent de dollars canadiens.

À Christina Lake, un projet qui n'a pas atteint le stade de récupération des coûts, les redevances sont établies d'après un calcul mensuel qui applique un taux de redevance (allant de 1 % à 9 %) aux produits bruts du projet. Les produits bruts dépendent des volumes de vente et des prix réalisés.

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

Les redevances ont diminué de 55 M\$ en 2013, principalement à Foster Creek, à cause de la baisse des volumes de vente et de l'accroissement des dépenses d'investissement et des charges opérationnelles annuelles. Ces variations ont fait en sorte que le calcul des redevances de 2013 a été effectué en fonction des produits bruts.

Taux de redevance réel

(en pourcentage)	2013	2012	2011
Foster Creek	5,8	11,8	16,8
Christina Lake	6,8	6,2	5,2

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont monté de 249 M\$, soit 17 %. Les coûts liés à la fluidification ont augmenté comme il en est fait mention à la section « Produits des activités ordinaires ». Les frais de transport ont monté de 15 M\$ en raison de l'accroissement de la production et de la hausse des ventes réalisées sur le marché intérieur aux États-Unis, qui entraîne des frais plus élevés. Cette augmentation a été annulée en partie par les volumes expédiés par le réseau pipelinier de Trans Mountain, sur lequel la société dispose d'un engagement à long terme envers le service garanti depuis février 2012, ce qui abaisse la quote-part nette des frais de transport revenant à la société.

Charges opérationnelles

Les principaux inducteurs des charges opérationnelles de 2013 ont été sous forme de coûts liés à la main-d'œuvre, au carburant, aux reconditionnements et aux travaux de réparation et de maintenance. Au total, les charges opérationnelles ont augmenté de 130 M\$, soit 1,86 \$ par baril.

Charges opérationnelles unitaires

(\$/b)	2013	Variation	2012	Variation	2011
Foster Creek	15,77	32 %	11,99	6 %	11,34
Christina Lake	12,47	(4) %	12,95	(36) %	20,20

La réduction des volumes de production à Foster Creek a contribué à la hausse globale de 3,78 \$ par baril des charges opérationnelles. Cette augmentation de 55 M\$ est imputable aux éléments suivants :

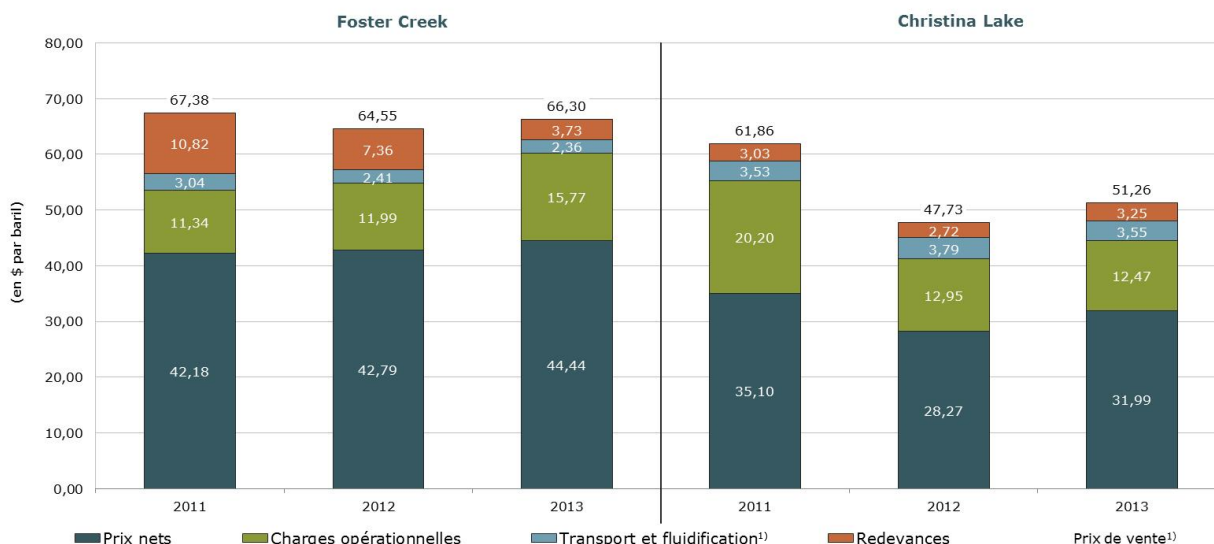
- les activités de reconditionnement visant à effectuer la majorité des travaux en retard sur les puits, comme il en a été fait mention précédemment;
- la hausse des prix du carburant, qui suivent la hausse du prix de référence AECO du gaz naturel et la consommation accrue de carburant découlant de l'accroissement du ratio d'injection de vapeur;
- l'augmentation des coûts de la main-d'œuvre causée par l'embauche de personnel sur le terrain en prévision de la mise en service de l'expansion de la phase F prévue au troisième trimestre de 2014.

À Christina Lake, les charges opérationnelles ont diminué de 0,48 \$ par baril en raison de l'accroissement des volumes de production. La hausse de 75 M\$ des charges est attribuable aux facteurs suivants :

- l'accroissement de la consommation de carburant par suite de l'augmentation de la production et la hausse des prix du carburant, qui suivent la progression du prix de référence AECO pour le gaz naturel;

- la hausse des coûts de la main-d'œuvre et des frais de fluidification, de manutention des déchets et de transport par camion associée à l'augmentation de la production;
- les coûts additionnels liés aux travaux de réparation et de maintenance liés surtout à une révision prévue effectuée au deuxième trimestre de 2013;
- l'augmentation des coûts liés aux produits chimiques causée par l'accroissement des volumes de production associé à l'atteinte du plein rendement de la phase D au début de 2013 et à la mise en service de la phase E en juillet, et la hausse des prix.

Prix nets opérationnels



1) Les prix du pétrole lourd et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats qui sont mélangés au pétrole lourd. Le coût des condensats, calculé en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification, s'est chiffré à 42,41 \$ le baril en 2013 (41,85 \$ le baril en 2012 et 41,74 \$ le baril en 2011) pour Foster Creek et à 45,25 \$ le baril en 2013 (45,83 \$ le baril en 2012 et 47,07 \$ le baril en 2011) pour Christina Lake.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques ont engendré des profits réalisés de 33 M\$ (profits de 46 M\$ en 2012), ce qui cadre avec le fait qu'au cours de l'exercice 2013, 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 les activités liées au gaz naturel détenues à 100 % par la société dans la région de l'Athabasca. La production de gaz naturel de la société a diminué pour s'établir à 21 Mpi³ par jour en 2013 (30 Mpi³ par jour en 2012) par suite des baisses normales de rendement prévues. L'utilisation interne de la production de gaz naturel à Foster Creek a légèrement augmenté en 2013. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 22 M\$ en 2013 (31 M\$ en 2012), soit une diminution de 29 %, attribuable surtout à la réduction des profits réalisés liés à la gestion des risques, compensée en partie par la baisse des charges opérationnelles.

Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)

	2013	2012	2011
Foster Creek	797	735	429
Christina Lake	688	593	481
	1 485	1 328	910
Narrows Lake	152	44	19
Telephone Lake	93	138	61
Grand Rapids	39	65	31
Autres ¹⁾	114	118	77
Dépenses d'investissement²⁾	1 883	1 693	1 098

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.

Projets existants

En 2013, à Foster Creek, les dépenses d'investissement visaient l'expansion des phases F, G et H, le forage de puits de maintien, les projets d'amélioration opérationnelle et les infrastructures. Des dépenses ont aussi été

consacrées au forage de 112 puits d'exploration stratigraphiques bruts (141 puits bruts en 2012). En 2013, les dépenses d'investissement ont été supérieures en raison des approvisionnements, de la fabrication des installations extérieures et du fonçage de pieux de la phase H, ainsi que du forage, de la construction et de l'aménagement des pipelines de l'emplacement de puits des phases F et G; ces facteurs ont été en partie compensés par une réduction des approvisionnements de la phase F.

En 2013, à Christina Lake, les dépenses d'investissement portaient surtout sur l'expansion des phases E, F et G, le programme d'optimisation des phases C, D et E, le forage de puits de maintien, les projets d'amélioration opérationnelle et les infrastructures. Les dépenses d'investissement ont compris en outre le forage de 74 puits d'exploration stratigraphiques bruts (98 puits bruts en 2012). En 2013, les dépenses d'investissement ont augmenté par suite essentiellement de la construction de l'usine, des approvisionnements et des travaux techniques de la phase F et de la construction de l'emplacement de puits ainsi que du forage de paires de puits pour la phase E; cette augmentation ont été annulée en partie par la réduction des dépenses consacrées à la construction de l'usine, aux travaux techniques et aux approvisionnements de la phase E. De plus, des dépenses ont commencé à être consenties aux travaux techniques et aux approvisionnements du programme d'optimisation des phases C, D et E qui a obtenu l'approbation des organismes de réglementation en 2013.

En 2013, les dépenses d'investissement ont augmenté à Narrows Lake en raison des travaux techniques et des approvisionnements, du début de la construction de l'usine en août 2013 et des coûts des infrastructures de la phase A. Les dépenses d'investissement ont aussi compris le forage de 26 puits d'exploration stratigraphiques bruts (42 puits bruts en 2012).

Nouveaux projets

À Telephone Lake, les dépenses d'investissement de 2013 visaient surtout le projet pilote d'évacuation d'eau. Ce projet a été entrepris au quatrième trimestre de 2012 et a pris fin au quatrième trimestre de 2013 avec l'élimination et la réinjection d'eau et la surveillance des résultats. La société est parvenue à déplacer l'eau avec de l'air comprimé, environ 70 % de l'eau de toit souterraine ayant été déplacée. L'eau déplacée n'était pas potable et ne pouvait donc pas être destinée à la consommation humaine ou autre. Les dépenses d'investissement ont diminué en 2013, car le forage et la construction des installations du projet pilote d'évacuation d'eau se sont achevés au troisième trimestre de 2012. Les dépenses d'investissement ont aussi compris le forage de 28 puits stratigraphiques (29 puits en 2012).

À Grand Rapids, les dépenses d'investissement ont diminué en 2013 en raison de la réduction du nombre de puits stratigraphiques forés (3 en 2013 et 62 en 2012). L'injection de vapeur a commencé dans la deuxième paire de puits pilotes au troisième trimestre de 2012, et la mise en production a eu lieu en février 2013. Le projet pilote a subi des contraintes liées aux installations qui ont eu une incidence sur la production des deux paires de puits au cours du premier semestre de 2013. La révision des installations qui a été effectuée au troisième trimestre de 2013 a atténué ces contraintes. Le projet pilote a pour objectif de tester la performance du réservoir.

Travaux de forage

Les puits de forage stratigraphique à Foster Creek, à Christina Lake et à Narrows Lake sont destinés à aider à délimiter les emplacements des plateformes d'exploitation pour les phases d'expansion en cours de construction, à ajouter des ressources éventuelles et à accroître la densité des puits par section pour les phases d'expansion futures. 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. Depuis 2012, la société travaille à la mise au point du système de forage SkyStrat^{MC}, qui fait appel à un hélicoptère et à un appareil de forage léger pour permettre le forage sécuritaire de puits stratigraphiques dans des zones éloignées en toute période de l'année. Pour la plupart des zones ciblées, ce système de forage n'a pas besoin que les sites soient reliés par la route; en outre, le système emploie moins d'eau, produit moins de déblais et demande une plateforme d'exploitation moins large que les méthodes de forage habituelles. Le premier prototype a déjà 42 puits à son actif, et la société s'affaire à terminer la construction d'un second système identique.

L'accroissement de 0,2 milliard de barils des ressources économiques de bitume éventuelles selon la meilleure estimation est attribuable à la réussite du programme de forage stratigraphique de 2013 qui a donné lieu au reclassement de ressources prometteuses dans les ressources éventuelles et à l'acquisition nette de ressources éventuelles au moyen d'un échange de biens. Cet accroissement a été annulé par la réduction des facteurs de récupération à Steepbank et dans des portions de la formation Grand Rapids et la perte de ressources éventuelles causée par la résiliation de droits miniers par le gouvernement de l'Alberta en vue d'aménagements urbains futurs. 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.

Travaux de forage

	Puits de forage stratigraphique bruts			Puits productifs bruts ^{1), 2)}		
	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Foster Creek	112	141	118	56	28	21
Christina Lake	74	98	93	35	32	19
	186	239	211	91	60	40
Narrows Lake	26	42	47	-	-	-
Telephone Lake	28	29	40	-	-	-
Grand Rapids	3	62	59	-	1	-
Autres	96	96	66	-	-	3
	339	468	423	91	61	43

1) Compte tenu de puits forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC} de Cenovus.

2) Les paires de puits de DGMV comptent pour un seul puits productif.

Dépenses d'investissement futures

Les travaux d'expansion des phases F, G et H à Foster Creek se poursuivent comme prévu. La société s'attend à ce que les phases F, G et H atteignent progressivement leur capacité nominale initiale de 30 000 barils par jour. Quand les trois phases seront achevées, Cenovus prévoit entreprendre les travaux d'optimisation visant à abaisser le ratio d'injection de vapeur, à accroître la production et à améliorer l'efficacité de l'usine. La capacité de production brute totale de ces phases, y compris les travaux d'optimisation, devrait atteindre 125 000 barils par jour. La production de la phase F devrait commencer au troisième trimestre de 2014 et la phase F atteindra progressivement sa capacité nominale en 12 à 18 mois. Le démarrage de la production des phases G et H devrait avoir lieu en 2015 et en 2016, respectivement. La société a soumis aux organismes de réglementation, en février 2013, une demande et évaluation des incidences environnementales conjointes visant une nouvelle expansion qui sera nommée « phase J »; elle prévoit recevoir l'approbation des organismes de réglementation au premier trimestre de 2015. Après l'achèvement et l'optimisation de la production des phases F, G et H, et l'atteinte progressive de la capacité nominale initiale de la phase J, la société estime qu'elle pourra profiter d'autres occasions d'optimisation lui permettant de faire passer la capacité totale globale de l'usine à plus de 300 000 barils par jour. À Foster Creek, les dépenses d'investissement qu'on a prévu consacrer au projet en 2014 se situent dans une fourchette de 680 M\$ à 760 M\$. Ces dépenses visent essentiellement les phases d'expansion, les puits de maintien, les projets d'amélioration opérationnelle et les infrastructures.

Les dépenses de mise en valeur liées à la fin des travaux de forage et à l'achèvement de la construction de l'usine et des emplacements de puits de la phase E de Christina Lake devraient se poursuivre jusqu'à la fin de l'exercice 2014. La mise en production progressive de la phase E se déroule comme prévu; la capacité de production brute totale devrait atteindre la capacité nominale de 138 000 barils bruts par jour au premier trimestre de 2014. La mise en service progressive de la phase E, comme celle des phases C et D, devrait permettre l'atteinte de la capacité nominale dans les six à neuf mois suivant la mise en production. Les travaux d'expansion des phases F, qui comportera une centrale de cogénération, et G se poursuivent comme prévu; chacune des phases devrait augmenter la capacité de production brute de 50 000 barils par jour en 2016 et en 2017, respectivement. Au troisième trimestre de 2013, la société a obtenu l'autorisation des organismes de réglementation de procéder à son programme d'optimisation des phases C, D et E à Christina Lake, ce qui devrait ajouter une capacité brute pouvant aller jusqu'à 22 000 barils par jour en 2015. La société a soumis aux organismes de réglementation, en mars 2013, une demande et évaluation des incidences environnementales conjointes visant l'expansion de la phase H, qui représente 50 000 barils par jour. La société s'attend à recevoir l'approbation des organismes de réglementation au quatrième trimestre de 2014. À Christina Lake, les dépenses d'investissement qu'il est prévu de consacrer au projet en 2014 se situent dans une fourchette de 750 M\$ à 820 M\$ et visent principalement l'expansion des phases F et G, le programme d'optimisation des phases C, D et E, ainsi que les travaux de forage et de construction des installations des puits forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC} et des puits de maintien.

En 2012, la société a reçu l'autorisation des organismes de réglementation à l'endroit des phases A, B et C de Narrows Lake et l'autorisation définitive du partenaire en ce qui a trait à la phase A. La construction des infrastructures, les travaux techniques et les approvisionnements sont en cours, et la construction de l'usine de la phase A a été 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 à Narrows Lake en 2014 se situent dans une fourchette de 210 M\$ à 230 M\$ et visent principalement la construction de l'usine, les approvisionnements et la fabrication des installations extérieures pour l'expansion de la phase A et les infrastructures d'un baraquement et d'une salle de commande.

La société prévoit investir encore en 2014 des capitaux de 140 M\$ à 160 M\$ environ dans ses nouveaux projets de DGMV; ces capitaux seront surtout consacrés au forage de puits stratigraphiques, à l'ingénierie de base à Telephone Lake et aux coûts liés aux projets pilotes à Telephone Lake et Grand Rapids. À Telephone Lake, la préparation de la demande d'autorisation du projet auprès des organismes de réglementation va bon train;

l'approbation devrait être obtenue au deuxième trimestre de 2014. La première phase du projet devrait avoir une capacité de production de 90 000 barils par jour. À Grand Rapids, la société s'attend à recevoir l'autorisation des organismes de réglementation au premier trimestre de 2014 pour une production commerciale par DGMV de 180 000 barils par jour.

Amortissement et épuisement

En 2013, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux a augmenté de 107 M\$ et atteint 446 M\$ (339 M\$ en 2012 et 246 M\$ en 2011) à cause de la hausse des taux d'amortissement et d'épuisement des deux biens de la société imputable à l'accroissement des coûts de mise en valeur futurs associés au total des réserves prouvées et aux volumes de vente additionnels à Christina Lake, qui ont été compensés en partie par la baisse des volumes de vente à Foster Creek.

HYDROCARBURES CLASSIQUES

Le secteur Hydrocarbures classiques comprend des actifs de pétrole brut et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan qui dégagent des flux de trésorerie prévisibles, y compris le projet de récupération assistée à l'aide de dioxyde de carbone de Weyburn et des actifs de pétrole avare en cours de mise en valeur situés en Alberta. Ce secteur comprend aussi les actifs liés au pétrole lourd à Pelican Lake. 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 production de gaz naturel de la société sert de couverture économique aux achats de gaz naturel utilisé comme carburant par les activités en amont et celles de raffinage de la société. Les flux de trésorerie dégagés des activités du secteur Hydrocarbures classiques contribuent à financer les occasions de croissance futures du secteur Sables bitumineux de la société.

Les principaux facteurs qui ont eu une incidence sur le secteur Hydrocarbures classiques en 2013 par rapport à 2012 sont notamment les suivants :

- l'établissement à 76 775 barils par jour de la production moyenne de pétrole brut, soit une hausse de 1 % attribuable principalement à la bonne performance des puits horizontaux du sud de l'Alberta associés au programme de forage en cours et à l'accroissement de la production à Pelican Lake, facteurs qui ont été annulés en partie par la vente des biens de Lower Shaunavon et les baisses normales de rendement prévues;
- l'inscription de flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite des dépenses d'investissement, de 621 M\$, soit une augmentation de 23 %.

Hydrocarbures classiques – pétrole brut

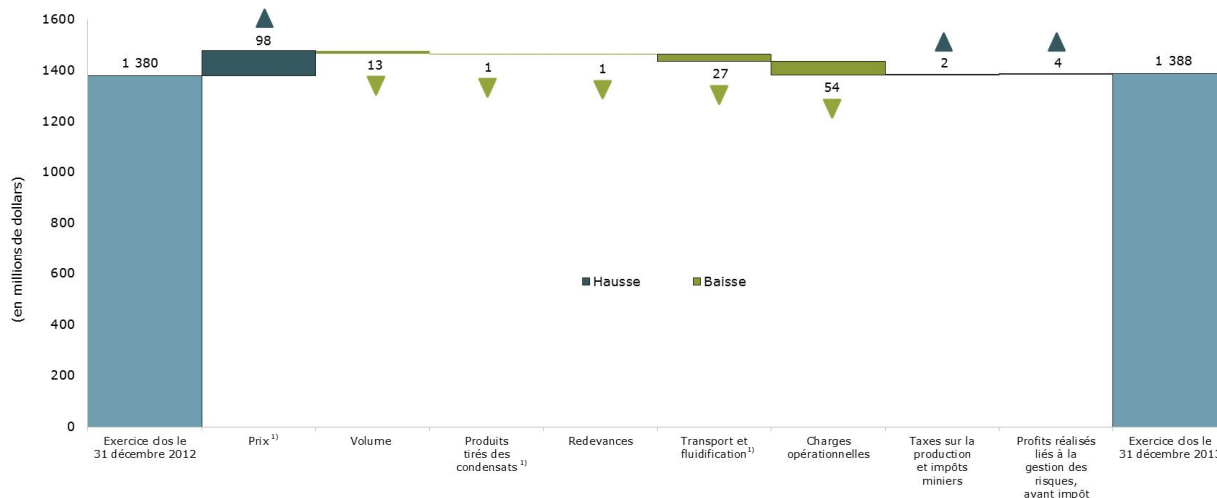
Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2013	2012	2011
Chiffre d'affaires brut	2 373	2 289	2 124
Déduire : redevances	196	195	249
Produits des activités ordinaires	2 177	2 094	1 875
Charges			
Transport et fluidification	305	278	249
Activités opérationnelles	495	441	350
Taxe sur la production et impôts miniers	32	34	27
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(43)	(39)	63
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles¹⁾	1 388	1 380	1 186
Dépenses d'investissement	1 169	1 323	1 003
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles déduction faite des dépenses d'investissement connexes	219	57	183

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

Variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2012



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.

Produits des activités ordinaires

Prix

En 2013, le prix de vente moyen du pétrole brut obtenu par la société a augmenté de 5 % pour se chiffrer à 77,62 \$ le baril, ce qui concorde avec la variation des prix de référence du brut.

Production

(barils par jour)	2013	Variation	2012	Variation	2011
Pelican Lake	24 254	8 %	22 552	10 %	20 424
Autres biens liés au pétrole lourd	15 991	- %	16 015	2 %	15 657
Pétrole léger et moyen	35 467	(2) %	36 071	18 %	30 524
LGN	1 063	3 %	1 029	(7) %	1 101
	76 775	1 %	75 667	12 %	67 706

La production de pétrole brut a monté de 1 % grâce à la solide performance des puits horizontaux dans le sud de l'Alberta, redevable à la campagne de forage en cours, et à l'accroissement de la production à Pelican Lake par suite de la mise en service de plusieurs nouveaux puits intercalaires tout au long de 2012 et de 2013, facteurs qui ont été en partie annulés par une réduction de la production découlant de la vente des biens de Lower Shaunavon en juillet 2013 et des baisses normales de rendement prévues. En 2013, Lower Shaunavon a généré une moyenne annuelle de 2 095 barils par jour (4 411 barils par jour en 2012).

Condensats

Les produits des activités ordinaires tiennent compte de la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd. La valeur globale des condensats a diminué à cause de la baisse des prix des condensats, qui a été compensée en partie par un accroissement des volumes utilisés pour la fluidification.

Redevances

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

Les redevances ont augmenté de 1 M\$, surtout du fait de la hausse des redevances à Pelican Lake par suite des réductions des dépenses d'investissement, d'un accroissement des volumes de vente et de la hausse des prix. L'augmentation des redevances à Pelican Lake a été annulée en partie par la baisse des redevances sur les autres biens de pétrole lourd de la société entraînée par la diminution des volumes de production.

En 2013, le taux de redevance réel à Pelican Lake s'est chiffré à 5,9 % (5,0 % en 2012). Le taux de redevance réel des autres biens du secteur Hydrocarbures classiques s'est établi à 11,0 % (11,8 % en 2012) pour le pétrole brut.

Les autres actifs productifs liés au pétrole brut sont des terres publiques ou des terrains en propriété inconditionnelle. La société doit comptabiliser des impôts miniers au poste Taxe sur la production et impôts miniers découlant de la production tirée des terrains en propriété inconditionnelle.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 27 M\$. Les frais de transport ont monté de 28 M\$ sous l'effet surtout de la hausse des coûts associés au transport ferroviaire ayant servi à transporter les volumes de brut léger ou moyen de la société. En 2013, la société a vendu environ 6 150 barils par jour de pétrole brut qui étaient acheminés par transport ferroviaire vers la côte est du Canada et les États-Unis (2 600 barils par jour en 2012). Le coût global des condensats employés dans le procédé de fluidification a diminué comme il est expliqué à la section « Produits des activités ordinaires ».

Charges opérationnelles

Les principaux éléments déterminants des charges opérationnelles de la société en 2013 ont été les activités de reconditionnement, les coûts de la main-d'œuvre, l'électricité, les réparations et la maintenance et la consommation de produits chimiques.

À Pelican Lake, les charges opérationnelles ont augmenté de 3,57 \$ le baril pour s'établir à 20,65 \$ le baril. L'augmentation totale de 33 M\$ est associée aux facteurs suivants :

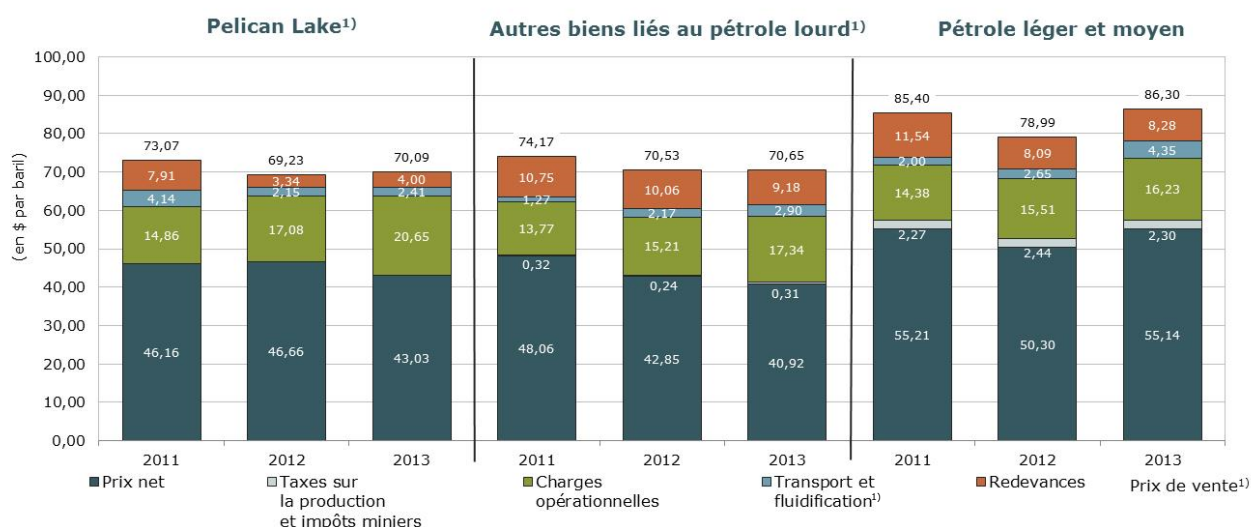
- la consommation accrue de produits chimiques polymères liée à l'expansion du programme d'injection de polymères;
- l'intensification des travaux de reconditionnement, des réparations et de la maintenance par suite de défaillances de matériel;
- la maintenance périodique, et l'augmentation des coûts de l'électricité occasionnée par un relèvement des tarifs et par une consommation accrue.

Les charges opérationnelles des autres biens liés au pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques ont augmenté de 1,12 \$ le baril et se chiffrent à 16,24 \$ le baril. L'augmentation totale de 21 M\$ est principalement imputable aux facteurs suivants :

- l'accroissement des coûts de la main-d'œuvre et l'intensification des travaux de reconditionnement associés à l'optimisation des puits à haut rendement qui ont permis d'atténuer les baisses de production;
- la hausse des coûts de l'électricité par suite de l'augmentation des tarifs.

L'augmentation des charges opérationnelles des autres biens liés au pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques a été en partie annulée par la réduction des travaux de réparation et de maintenance découlant de la vente de Lower Shaunavon et la diminution de l'entretien des routes et des locaux loués.

Prix nets opérationnels



1) Les prix du pétrole lourd et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats qui sont mélangés au pétrole lourd. Le coût des condensats, calculé en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification, s'est chiffré à 15,59 \$ le baril en 2013 (15,55 \$ le baril en 2012 et 16,32 \$ le baril en 2011) pour Pelican Lake et à 13,12 \$ le baril en 2013 (13,35 \$ le baril en 2012 et 12,73 \$ le baril en 2011) pour les autres biens liés au pétrole lourd de la société.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques de 2013 ont donné lieu à des profits réalisés de 43 M\$ (profits de 39 M\$ en 2012), ce qui cadre avec le fait que les prix contractuels étaient supérieurs aux prix de référence moyens.

Hydrocarbures classiques – gaz naturel

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2013	2012	2011
Chiffre d'affaires brut	594	498	825
Déduire : redevances	8	6	12
Produits des activités ordinaires	586	492	813
Charges			
Transport et fluidification	20	19	34
Activités opérationnelles	209	217	240
Taxe sur la production et impôts miniers	3	3	9
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(61)	(229)	(195)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles¹⁾	415	482	725
Dépenses d'investissement	22	43	102
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles déduction faite des dépenses d'investissement connexes	393	439	623

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

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles tirés du gaz naturel déduction faite des dépenses d'investissement ont diminué de 46 M\$ en raison de la baisse des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, annulée en partie par une réduction de 21 M\$ des dépenses d'investissement. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles tirés du gaz naturel continuent de contribuer au financement des occasions de croissance du secteur Sables bitumineux.

Produits des activités ordinaires

Prix

Le prix de vente moyen obtenu par la société pour le gaz naturel a augmenté de 0,78 \$ le kpi³, se chiffrant à 3,20 \$ le kpi³, ce qui cadre avec la hausse du prix de référence AECO pour le gaz naturel.

Production

La production s'est inclinée de 10 % pour se chiffrer à 508 Mpi³ par jour, en raison surtout des baisses normales de rendement prévues.

Redevances

Les redevances ont légèrement augmenté en raison de la hausse des prix, et ce, malgré des baisses de production. Le taux de redevance moyen pour 2013 s'est chiffré à 1,4 % (1,3 % en 2012). La plus grande partie de la production de gaz naturel provient de terrains en propriété inconditionnelle. La production tirée de terrains en propriété inconditionnelle fait en sorte que la société doit comptabiliser des impôts miniers au poste Taxe sur la production et impôts miniers.

Charges

Transport

Les frais de transport ont augmenté, car la hausse des tarifs de transport par pipeline a été neutralisée en partie par la diminution des volumes de production.

Charges opérationnelles

Les principaux éléments déterminants des charges opérationnelles de la société en 2013 ont été les taxes foncières et les coûts de location, de la main-d'œuvre et des activités de réparation et de maintenance. Les charges opérationnelles ont décliné de 8 M\$ en 2013 surtout par suite d'une diminution des coûts de la main-d'œuvre et de réparation et de maintenance découlant d'une réduction de la production de gaz naturel.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques en 2013 ont donné lieu à des profits réalisés de 61 M\$ (229 M\$ en 2012), ce qui cadre avec le fait que les prix fixés par contrat ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

Hydrocarbures classiques – dépenses d'investissement¹⁾

(en millions de dollars)

	2013	2012	2011
Pelican Lake	465	518	317
Autres biens liés au pétrole lourd	704	805	686
Gaz naturel	22	43	102
	1 191	1 366	1 105

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

En 2013, les dépenses d'investissement étaient constituées essentiellement de capitaux consacrés au forage intercalaire, aux installations et aux investissements de maintien associés à l'expansion de l'injection de polymères à Pelican Lake, et aux programmes de forage, de complétion et de remise en production, ainsi qu'aux travaux effectués sur les installations des autres biens liés au pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques de la société. Les dépenses consenties à l'égard du gaz naturel continuent d'être gérées en réaction au contexte de faiblesse des prix du gaz naturel.

Les dépenses d'investissement ont diminué en 2013 surtout en raison de la cessation des dépenses liées aux biens de Lower Shaunavon et de la réduction des dépenses à Pelican Lake, où la société a ralenti le rythme de l'injection de polymères afin de mieux l'harmoniser à la croissance de la production.

Au début de 2013, Cenovus a entrepris un processus de vente publique pour se défaire de ses biens de Lower Shaunavon et de certains de ses biens de la région de Bakken, en Saskatchewan. Le territoire associé à ces biens est relativement peu étendu et n'est pas suffisamment adaptable pour être significatif dans le portefeuille d'actifs de Cenovus. En juin 2013, Cenovus a conclu une convention avec un tiers non lié visant la vente de ses biens de Lower Shaunavon. La vente s'est conclue en juillet 2013 pour un produit d'environ 240 M\$ plus les ajustements de clôture.

La direction a décidé de mettre fin au processus de vente des biens de Bakken jusqu'à ce que les conditions du marché s'améliorent. La direction a eu des discussions avec des acheteurs potentiels, mais n'a reçu aucune offre répondant à ses attentes. Par suite de cette décision, le 31 décembre 2013, les actifs et les passifs relatifs au démantèlement s'y rapportant ont été reclassés, à leur valeur comptable, des actifs et des passifs détenus en vue de la vente aux immobilisations corporelles et aux passifs relatifs au démantèlement. L'amortissement pour épuisement, calculé selon le mode des unités d'œuvre, a été comptabilisé au quatrième trimestre de 2013. La valeur comptable continue d'être inférieure à la valeur recouvrable estimative.

Dépenses d'investissement futures

En 2014, les dépenses d'investissement qu'il est prévu de consacrer à Pelican Lake se situent dans une fourchette de 230 M\$ à 250 M\$ et visent principalement le forage intercalaire, la construction du pipeline et les investissements de maintien liés à l'injection de polymères. La réduction des dépenses d'investissement par rapport à 2013 est due à la décision de la société d'harmoniser ses dépenses avec la mise en production progressive plus lente associée aux résultats initiaux du programme d'injection de polymères.

Les dépenses d'investissement qu'il est prévu de consacrer aux autres biens liés au pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques se situent dans une fourchette de 540 M\$ à 590 M\$ et visent la mise en valeur de pétrole avare et les travaux de forage et de construction d'installations qui s'y rapportent.

Travaux de forage du secteur Hydrocarbures classiques

(puits nets, sauf indication contraire)

	2013	2012	2011
Pétrole brut	212	352	356
Gaz naturel	-	-	65
Remises en production	751	977	1 122
Puits de forage stratigraphique bruts	54	19	68

Les puits de pétrole brut forés correspondent à la mise en valeur des biens du secteur 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. La société a intensifié ses activités de forage stratigraphique en 2013 pour évaluer plus à fond ses gisements de pétrole avare en Alberta.

Amortissement et épuisement, perte de valeur du goodwill, coûts de prospection

Amortissement et épuisement

En 2013, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques a augmenté de 122 M\$ et s'est établie à 1 170 M\$ (1 048 M\$ en 2012 et 879 M\$ en 2011) en raison d'une hausse des taux moyens d'amortissement et d'épuisement causée par la baisse des réserves prouvées, qui s'est ajoutée à une perte de valeur de 57 M\$ liée aux biens de Lower Shaunavon de la société qui ont été vendus en juillet 2013.

Perte de valeur du goodwill

En 2012, la société a comptabilisé une perte de valeur de 393 M\$ du goodwill associée à l'unité génératrice de trésorerie de Suffield. 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 sortie, ce qui a donné lieu à une perte de valeur qui a été attribuée au goodwill. 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. Il n'y a pas eu de perte de valeur du goodwill en 2013.

Coûts de prospection

En 2013, la société a comptabilisé des coûts de prospection totaux de 114 M\$ (68 M\$ en 2012).

Dans le cadre de son plan d'affaires, la société cherche des occasions d'enrichir son portefeuille dans les secteurs où elle peut mettre en pratique ses compétences de base en matière de mise en valeur de pétrole brut. Les coûts engagés avant l'obtention du droit légal de prospection (charge préalable à la prospection) sont passés en charges. Par suite de son évaluation des zones de prospection de pétrole brut, la société a comptabilisé en 2013 une charge préalable à la prospection de 64 M\$.

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

En 2013, la société a jugé que certains biens de prospection de pétrole avare classique ne satisfaisaient pas aux exigences de faisabilité technique et de viabilité commerciale. Des coûts de prospection et d'évaluation déjà incorporés de 50 M\$ (68 M\$ en 2012) et se rapportant à ces biens ont donc été comptabilisés en tant que coûts de prospection.

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 élargissement des écarts de prix sur le 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.

Les principaux facteurs qui ont influé sur les résultats du secteur Raffinage et commercialisation en 2013 par rapport à ceux de 2012 sont les suivants :

- le traitement de 442 000 barils par jour de pétrole brut, dont 222 000 barils par jour de pétrole brut lourd, pour un volume de produits raffinés de 463 000 barils par jour à la sortie des raffineries, soit une augmentation de 7 %, de même qu'une hausse de 6 % du taux d'utilisation du pétrole brut. Le volume de produits raffinés de l'an dernier avait été réduit par suite des révisions prévues au calendrier effectuées aux deux raffineries;
- la diminution de 10 % des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, qui se sont chiffrés à 1 143 M\$, surtout à cause de la baisse des marges de craquage et de la hausse des coûts associés aux NIR. Ces facteurs ont été en partie compensés par l'amélioration de l'avantage sur les coûts de la charge d'alimentation et l'augmentation de la production de produits raffinés.

Exploitation des raffineries¹⁾

	2013	2012	2011
Capacité liée au pétrole brut²⁾ (kb/j)	457	452	452
Production de pétrole brut (kb/j)	442	412	401
Pétrole brut lourd	222	198	126
Pétrole léger ou moyen	220	214	275
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	97	91	89
Produits raffinés (kb/j)	463	433	419
Essence	232	216	207
Distillats	144	138	132
Autres	87	79	80

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

2) La capacité nominale officielle a été relevée au 1^{er} janvier 2014 et se chiffre maintenant à 460 000 barils par jour.

En totalité, les raffineries de la société disposent actuellement d'une capacité de raffinage d'environ 457 000 barils bruts par jour de pétrole brut, exclusion faite des LGN, et de 45 000 barils bruts par jour de LGN, ce qui tient compte de la capacité de raffiner jusqu'à 255 000 barils bruts 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 brut lourd.

La production de pétrole brut a augmenté de 7 % en 2013 et celle de pétrole brut lourd, de 12 %. La production totale de produits raffinés a progressé de 7 %, les proportions relatives d'essence, de distillats et d'autres produits raffinés étant restées à peu près les mêmes. En 2012, les révisions prévues au calendrier avaient réduit la production.

Le taux d'utilisation du pétrole brut représente la totalité de pétrole brut que les raffineries traitent, exprimé en pourcentage de la capacité totale de traitement. La capacité de Cenovus à traiter du brut lourd crée un avantage sur les coûts de la charge d'alimentation, puisque les raffineries traitent du brut lourd, qui est moins coûteux. Les volumes de brut lourd traité, comme le WCS et le CDB, dépendent de la qualité et de la quantité des bruts disponibles, car chaque raffinerie adapte la charge d'alimentation totale de manière à maximiser l'avantage économique qu'elle peut en tirer.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2013	2012	2011
Produits des activités ordinaires	12 706	11 356	10 625
Produits achetés	11 004	9 506	9 149
Marge brute	1 702	1 850	1 476
Charges			
Charges opérationnelles ¹⁾	540	581	475
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	19	(4)	14
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles²⁾	1 143	1 273	987
Dépenses d'investissement	107	118	393
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	1 036	1 155	594

1) La société a reclassé les charges liées aux activités de recherche au poste Frais de recherche; ces charges étaient auparavant comptabilisées dans les charges opérationnelles.

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

Marge brute

La marge brute du secteur Raffinage et commercialisation s'est inclinée de 148 M\$, ou 8 %, en raison du recul sur le marché des marges de craquage faisant suite au rétrécissement de l'écart de prix entre le Brent et le WTI et à la hausse des coûts associés aux NIR. Cette diminution a été en partie compensée par l'amélioration de l'avantage sur les coûts de la charge d'alimentation découlant du traitement d'une plus grande proportion de brut lourd escompté et de l'élargissement de l'écart entre le WTI et le WCS, de même que par l'accroissement de la production de produits raffinés.

Conformément aux normes sur les carburants renouvelables de l'Agence pour la protection de l'environnement des États-Unis (l'« agence »), les raffineries situées dans ce pays sont tenues d'intégrer des carburants renouvelables (comme l'éthanol) aux produits de carburant à base de pétrole à des taux établis par l'agence. Si elles ne se conforment pas aux normes, les raffineries doivent acheter des crédits, appelés NIR, sur le marché libre. Les NIR, qui sont des numéros attribués à chaque gallon de carburant renouvelable produit ou importé aux États-Unis, ont été créés pour permettre aux raffineurs de se conformer aux normes sur les carburants renouvelables.

La société est tenue d'acheter des NIR sur le marché libre, car ses raffineries n'intègrent pas de carburants renouvelables à l'essence et au diesel qu'elles produisent. En 2013, le coût associé aux NIR s'est chiffré à 153 M\$, soit une hausse de 121 M\$ qui reflète l'augmentation de 0,55 \$ le baril du prix des NIR pour l'éthanol faisant suite à une modification apportée par l'agence en 2013 aux quotas de mélange imposés. Malgré la récente hausse

du coût associé aux NIR, ces coûts restent une composante négligeable des coûts de la charge d'alimentation des raffineries de Cenovus.

Charges opérationnelles

Les principales composantes des charges opérationnelles de 2013 ont été la main-d'œuvre, la maintenance, les services publics et les fournitures. Les charges opérationnelles ont diminué de 41 M\$, ou 7 %, car les activités de maintenance prévues avaient entraîné des charges plus élevées en 2012.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation ont diminué de 130 M\$, ou 10 %, par rapport à ceux de 2012; cette diminution s'explique par la baisse de la marge brute, en partie neutralisée par la réduction des charges opérationnelles.

Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	2013	2012	2011
Raffinerie de Wood River	64	54	346
Raffinerie de Borger	42	64	45
Commercialisation	1	-	2
	107	118	393

Les dépenses d'investissement engagées en 2013 ont porté surtout sur la maintenance des immobilisations et les projets d'amélioration de la fiabilité et de la sécurité des raffineries. En 2012, des crédits d'impôt de l'État de l'Illinois de 14 M\$ associés à des dépenses d'investissement engagées lors de périodes antérieures à la raffinerie de Wood River avaient contribué à réduire les dépenses d'investissement.

La société prévoit investir entre 150 M\$ et 160 M\$ en 2014, somme qui sera affectée principalement aux campagnes ordinaires visant la sécurité, à la conformité aux nouvelles règles (niveau III) sur l'essence à faible teneur en soufre et à d'autres dépenses d'investissement qui devraient rehausser le rendement de la raffinerie de Wood River. La société prévoit aussi donner son aval à un projet de décongestion de la même raffinerie au premier trimestre de 2014.

Amortissement et épuisement

En 2013, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Raffinage et commercialisation a diminué de 8 M\$ et s'est chiffrée à 138 M\$ (146 M\$ en 2012 et 130 M\$ en 2011), principalement sous l'effet de la variation des taux de change.

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. En 2013, les activités de gestion des risques ont donné lieu à des pertes latentes de 415 M\$, avant impôt (profits latents de 57 M\$, avant impôt, en 2012). Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend en outre les coûts à l'échelle de Cenovus au titre des frais généraux et frais d'administration, des activités de financement et des frais de recherche.

(en millions de dollars)	2013	2012	2011
Frais généraux et frais d'administration	349	350	295
Charges financières	529	455	447
Produits d'intérêts	(96)	(109)	(124)
(Profit) perte de change, montant net	208	(20)	26
Frais de recherche	24	15	8
(Profits) pertes à la sortie d'actifs	1	-	(107)
Autre (produit) perte, montant net	2	(5)	4
	1 017	686	549

Charges

Frais généraux et frais d'administration

En 2013, les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été la main-d'œuvre, la location de bureaux et les technologies de l'information. Les frais généraux et frais d'administration n'ont diminué que de 1 M\$, restant à peu près au même niveau qu'en 2012 grâce à la diminution des primes d'intéressement à long terme, contrebalancée en partie par les augmentations de loyer et des frais de dotation.

Frais de recherche

Le développement de technologies, y compris les activités de recherche, de même que les contraintes environnementales jouent un rôle de plus en plus important sur toutes les facettes des activités de la société.

En 2013, la société a reclassé les frais de recherche de 2012 et de 2011 qui étaient jusque-là comptabilisés dans les charges opérationnelles des états consolidés des résultats et du résultat global afin d'en harmoniser la présentation avec celle de l'exercice à l'étude. Ce reclassement n'a eu aucun effet sur le résultat net. Les frais de recherche de 2013 ont été supérieurs de 9 M\$ à ceux de 2012, augmentation qui s'explique par le renouveau d'intérêt porté aux activités de recherche qui donnent de l'information précieuse sur la gestion des activités.

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 2013, les charges financières ont été supérieures de 74 M\$ à celles de 2012 à cause des intérêts comptabilisés pendant un exercice complet sur les billets non garantis de premier rang émis en août 2012 et d'une prime de 32 M\$ US payée au remboursement anticipé de billets non garantis de premier rang de 800 M\$ US qui devaient arriver à échéance en septembre 2014. Leur hausse a été compensée en partie 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 5,2 % pour 2013 (5,3 % en 2012).

Produits d'intérêts

Les produits d'intérêts se composent 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. En 2013, les produits d'intérêts ont reculé de 13 M\$, ce qui cadre avec la baisse des intérêts créditeurs sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise dont le solde a été perçu au cours de l'exercice.

Change

(en millions de dollars)

	2013	2012	2011
(Profit) perte de change latent	40	(70)	(42)
(Profit) perte de change réalisé	168	50	68
	208	(20)	26

La majeure partie de la perte de change latente a trait à la conversion de la dette libellée en dollars américains et s'explique par la dépréciation du dollar canadien au 31 décembre 2013, qui a été compensée par la reprise d'une perte latente précédemment constatée sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains.

La perte de change réalisée découle essentiellement de l'encaissement, le 17 décembre 2013, du solde de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise; elle a été en partie compensée par le profit de change réalisé de 33 M\$ comptabilisé au remboursement anticipé de billets non garantis de premier rang de 800 M\$ US qui devaient arriver à échéance en septembre 2014.

Amortissement et épuisement

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend des dotations au titre d'actifs non sectoriels comme le matériel informatique, les améliorations locatives et le mobilier de bureau. Cette dotation s'est chiffrée à 79 M\$ en 2013 (52 M\$ en 2012 et 40 M\$ en 2011), soit une hausse de 27 M\$ imputable à la dépréciation des améliorations locatives relatives aux nouveaux locaux à bureaux qui a commencé en octobre 2012.

Charge d'impôt sur le résultat

(en millions de dollars)

	2013	2012	2011
Charge d'impôt exigible			
Canada	143	188	150
États-Unis	45	121	4
Total de la charge d'impôt exigible	188	309	154
Charge d'impôt différé	244	474	575
	432	783	729

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)

	2013	2012	2011
Résultat avant impôt sur le résultat	1 094	1 778	2 207
Taux prévu par la loi au Canada	25,2 %	25,2 %	26,7 %
Impôt sur le résultat attendu	276	448	589
Incidence des éléments suivants sur l'impôt :			
Écarts avec les taux réglementaires à l'étranger	109	146	82
Rémunération à base d'actions non déductible	10	10	18
Financement multijuridictions	(22)	(27)	(50)
Profit (perte) de change exclu du résultat net	19	14	(9)
(Profits) pertes en capital non imposables	31	(7)	(8)
Décomptabilisation (comptabilisation) de pertes en capital	15	(22)	26
Ajustements découlant de déclarations antérieures	(13)	33	31
Retenue d'impôt sur les dividendes étrangers	-	68	-
Perte de valeur du goodwill	-	99	-
Autres	7	21	50
Total	432	783	729
Taux d'imposition effectif	39,5 %	44,0 %	33,0 %

Le moment où sont comptabilisés le bénéfice et les déductions aux fins de la détermination de la charge d'impôt exigible est fixé par les lois fiscales en vigueur. En 2013, l'impôt exigible a diminué de 121 M\$, principalement en raison d'une retenue d'impôt de 68 M\$ sur un dividende américain reçu en 2012, d'ajustements de 24 M\$ faisant suite à une modification apportée à la réglementation, de la conclusion des déclarations fiscales de 2012 et de la diminution du bénéfice imposable aux États-Unis au cours de l'exercice à l'étude. Quant à la diminution de la charge d'impôt différé, elle est principalement attribuable aux pertes latentes liées à la gestion des risques (alors qu'en 2012, la gestion des risques avait donné lieu à des profits) et à la diminution du bénéfice avant impôt de source américaine qui a entraîné une utilisation moindre des pertes fiscales comparativement à 2012.

Le taux d'imposition effectif de Cenovus est fonction de la relation entre le total de la charge d'impôt et le résultat avant impôt de l'exercice. Le taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi parce qu'il tient compte des taux plus élevés aux États-Unis, 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.

La diminution du taux d'imposition effectif de 2013 par rapport à 2012 est attribuable principalement à la perte de valeur du goodwill, non déductible, et à la retenue d'impôt américaine comptabilisées en 2012, dont l'effet a été en partie contrebalancé par la perte de change non déductible et la décomptabilisation de pertes en capital ainsi que par une hausse considérable, en 2013, de la proportion du bénéfice assujéti à un taux d'imposition plus élevé en territoire américain qu'en territoire canadien.

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, à moins d'indication contraire)

	T4 2013	T3 2013	T2 2013	T1 2013	T4 2012	T3 2012	T2 2012	T1 2012	T4 2011
Volumes de production									
Pétrole brut (b/j)	188 743	176 938	171 127	180 225	177 646	171 350	155 566	156 850	144 273
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	514	523	536	545	566	577	596	636	660
Produits des activités ordinaires	4 747	5 075	4 516	4 319	3 724	4 340	4 214	4 564	4 329
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles^{1), 2)}	976	1 153	1 125	1 214	966	1 314	1 081	1 090	1 021
Flux de trésorerie¹⁾	835	932	871	971	697	1 117	925	904	851
dilués par action	1,10	1,23	1,15	1,28	0,92	1,47	1,22	1,19	1,12
Résultat opérationnel^{1), 3)}	212	313	255	391	(188)	432	284	340	332
dilué par action ³⁾	0,28	0,41	0,34	0,52	(0,25)	0,57	0,37	0,45	0,44
Résultat net³⁾	(58)	370	179	171	(117)	289	397	426	266
de base par action ³⁾	(0,08)	0,49	0,24	0,23	(0,15)	0,38	0,53	0,56	0,35
dilué par action ³⁾	(0,08)	0,49	0,24	0,23	(0,15)	0,38	0,52	0,56	0,35
Dépenses d'investissement⁴⁾	898	743	706	915	978	830	660	900	903
Dividendes en numéraires par action	183	182	183	184	167	166	166	166	151
	0,242	0,242	0,242	0,242	0,22	0,22	0,22	0,22	0,20

1) Mesures hors PCGR définies dans le présent rapport de gestion.

2) Pour toutes les périodes présentées, la société a reclassé les charges relatives aux activités de recherche au poste Frais de recherche; ces charges étaient auparavant comptabilisées dans les charges opérationnelles. Ce reclassement a eu pour effet de faire augmenter les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, mais n'a eu aucune incidence sur les flux de trésorerie, le résultat opérationnel et le résultat net.

3) La société a retraité les chiffres des périodes précédentes par suite de l'adoption de nouvelles normes comptables. Se reporter à la rubrique « Jugements, estimations et méthodes comptables d'importance critique » du présent rapport de gestion pour en savoir plus à ce sujet.

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

Les résultats des huit derniers trimestres ont été marqués surtout par l'accroissement des volumes de production de pétrole brut et les fluctuations des prix des marchandises.

Comparaison de résultats opérationnels du quatrième trimestre de 2013 et du quatrième trimestre de 2012

La production totale de pétrole brut a augmenté de 6 %, la hausse la plus remarquable ayant été observée à Christina Lake (47 %). Les prix de vente du brut se sont repliés de 1 %, ce qui concorde avec l'élargissement de l'écart moyen entre le WTI et le WCS au quatrième trimestre de 2013, qui s'est situé à 32,20 \$ US le baril contre 18,11 \$ US le baril au trimestre correspondant du dernier exercice.

Au quatrième trimestre de 2013, la production de gaz naturel s'est chiffrée à 514 Mpi³/j, soit un recul de 9 %, en raison surtout des baisses prévues de production attribuables aux dépenses d'investissement restreintes.

Les installations de raffinage ont traité en moyenne 447 000 barils bruts de pétrole brut par jour (311 000 en 2012), dont 221 000 barils bruts par jour de brut lourd (155 000 en 2012). La société a produit 469 000 barils bruts par jour de produits raffinés, soit environ 139 000 barils bruts par jour de plus, ou 42 %, car la production de produits raffinés du quatrième trimestre de 2012 avait été freinée par les révisions prévues au calendrier des deux raffineries.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont augmenté de 10 M\$, ou 1 %, c'est-à-dire qu'ils sont restés pratiquement au même niveau qu'en 2012. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation se sont chiffrés à 151 M\$, soit une hausse de 23 % attribuable essentiellement à l'amélioration de l'avantage sur les coûts de la charge d'alimentation et à l'accroissement de la production de produits raffinés; ces facteurs ont été en partie annulés par l'important recul des marges de craquage et l'augmentation des coûts associés aux NIR. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles en amont se sont établis à 825 M\$, soit une baisse de 2 % imputable surtout à l'augmentation des charges opérationnelles liées au pétrole brut, qui ont monté de 2,13 \$ le baril, aux profits réalisés liés à la gestion des risques de 67 M\$ avant impôt (comparativement à des profits de 102 M\$ en 2012) et à la régression des volumes de production de gaz naturel, facteurs en partie neutralisés par l'accroissement de la production de pétrole brut.

Flux de trésorerie

Même si les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles sont restés à peu près les mêmes qu'en 2012, les flux de trésorerie, eux, ont monté de 138 M\$ au quatrième trimestre de 2013, principalement en raison de la diminution de 122 M\$ de la charge d'impôt exigible qui s'explique essentiellement par la retenue d'impôt de 68 M\$ sur le dividende américain reçu en 2012 et l'écart dans la comptabilisation du résultat d'une société de personnes canadienne à des fins fiscales.

Résultat opérationnel

Outre les variations des flux de trésorerie, le résultat opérationnel a aussi monté de 400 M\$ au quatrième trimestre de 2013 par rapport au trimestre correspondant de 2012. Cette hausse découle principalement d'une perte de valeur de 393 M\$ du goodwill comptabilisée en 2012 par le secteur Hydrocarbures classiques. L'augmentation du résultat opérationnel a été en partie contrée par la hausse de la charge d'amortissement et d'épuisement faisant suite à l'accroissement de la production et au relèvement des taux d'amortissement et d'épuisement, ainsi que par une augmentation de la charge d'impôt différé, exclusion faite de l'impôt sur les gains et pertes latents liés à la gestion des risques, et par les composantes non opérationnelles des profits et pertes de change latents découlant du renversement des différences temporaires au Canada par suite de l'augmentation du bénéfice au pays.

Résultat net

Au quatrième trimestre de 2013, la perte nette de Cenovus s'est chiffrée à 58 M\$, contre une perte nette de 117 M\$ au trimestre correspondant du dernier exercice. Cette amélioration de 59 M\$ du résultat net est attribuable à la hausse du résultat opérationnel mentionnée ci-dessus, facteur en partie contrebalancé par les pertes latentes liées à la gestion des risques de 163 M\$ après impôt (comparativement à des profits latents de 87 M\$ comptabilisés au quatrième trimestre de 2012) et par une perte de change réalisée de 146 M\$, après impôt, se rapportant à l'encaissement du solde de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement du quatrième trimestre de 2013 se sont chiffrées à 898 M\$, soit 80 M\$ de moins qu'au trimestre correspondant de 2012 à cause de la diminution des dépenses effectuées principalement par le secteur Hydrocarbures classiques. Les dépenses du quatrième trimestre ont été consacrées à l'avancement des phases d'expansion de Foster Creek et de Christina Lake et à la construction de la phase A à Narrows Lake.

RÉSERVES ET RESSOURCES DE PÉTROLE ET DE GAZ

Cenovus retient les services d'évaluateurs de réserves qualifiés indépendants (« ERQI ») pour qu'ils évaluent ses réserves de bitume, de pétrole lourd, de pétrole léger et moyen, de LGN, de gaz naturel et de méthane de houille et ses ressources éventuelles et prometteuses de bitume, et préparent des rapports sur la totalité de celles-ci. La notice annuelle de la société comprend d'autres renseignements au sujet de l'évaluation et de la communication de l'information sur les réserves et les ressources conformément au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement 51-101 »).

Les faits saillants de 2013, comparativement à 2012, sont notamment les suivants :

- en ce qui concerne le bitume, les réserves prouvées ont augmenté d'environ 8 % et les réserves prouvées et probables, d'environ 6 % ;
 - à Christina Lake, 82 millions de barils ont été ajoutés aux réserves prouvées alors que les réserves prouvées et probables ont augmenté de 28 millions de barils; ces augmentations à Christina Lake sont attribuables à l'obtention de l'approbation visant l'expansion de la zone de mise en valeur et les hausses prévues de la densité des puits à venir. À Foster Creek, 67 millions de barils ont été ajoutés aux réserves prouvées alors que les réserves prouvées et probables ont augmenté de 16 millions de barils; ces augmentations à Foster Creek proviennent de l'élargissement de la zone de mise en valeur. Les hausses sont aussi attribuables à la réduction de l'espace séparant les puits à Christina Lake et à Narrows Lake;
- en ce qui concerne le pétrole lourd, les réserves prouvées ont diminué de 3 % et les réserves prouvées et probables ont augmenté de 10 %; ces variations sont le fait de la révision des plans de mise en valeur à Pelican Lake visant le forage d'un plus grand nombre de puits intercalaires et l'expansion des zones d'injection de polymères au moyen d'une plus grande densité des puits;
- 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 diminué de 4 %, du fait que les ajouts ont été annulés par la production et par la cession des biens de Lower Shaunavon;
- en ce qui a trait au gaz naturel, les réserves prouvées ont fléchi de 9 % et les réserves prouvées et probables, de 10 %, car les ajouts et l'amélioration de la performance à Brooks North ont été largement contrebalancés par la production;
- les ressources éventuelles économiques de bitume selon la meilleure estimation ont augmenté de 0,2 milliard de barils, soit 2 %, tandis que les ressources prometteuses de la même matière selon la meilleure estimation ont reculé de 1,0 milliard de barils, soit 12 %. Voici les facteurs à l'origine de ces variations :

- le reclassement de ressources prometteuses en ressources éventuelles par suite de la réalisation d'un forage stratigraphique;
- l'acquisition nette de ressources éventuelles et la cession nette de ressources prometteuses à l'issue d'un échange de biens;
- la révision à la baisse des facteurs de récupération à Steepbank et sur une partie de la formation de Grand Rapids;
- la perte de ressources éventuelles et prometteuses à cause de l'annulation de droits miniers par le gouvernement de l'Alberta en prévision d'aménagements urbains à venir.

Les données relatives aux réserves et ressources présentées ci-dessous en date du 31 décembre 2013 se fondent sur les prix et coûts prévisionnels établis par McDaniel & Associates Consultants Ltd. (« McDaniel ») au 1^{er} janvier 2014, et l'information comparative au 31 décembre 2012 se fonde sur les prix et coûts prévisionnels établis par McDaniel au 1^{er} janvier 2013. 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

31 décembre	Bitume (Mb)		Pétrole lourd (Mb)		Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)		Gaz naturel et méthane de houille (Gpi ³)	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Avant redevances								
Prouvées	1 846	1 717	179	184	115	115	865	955
Probables	683	676	140	105	50	56	300	338
Prouvées et probables	2 529	2 393	319	289	165	171	1 165	1 293

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 2012	1 717	184	115	955
Extensions et amélioration du taux de récupération	134	21	11	24
Découvertes	-	-	-	-
Révisions techniques	32	(12)	6	76
Facteurs économiques	-	-	-	-
Acquisitions	-	-	-	-
Cessions	-	-	(5)	-
Production	(37)	(14)	(12)	(190)
31 décembre 2013	1 846	179	115	865
Variation en glissement annuel	129	(5)	-	(90)
	8 %	(3) %	0 %	(9) %

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 2012	676	105	56	338
Extensions et amélioration du taux de récupération	28	55	-	5
Découvertes	78	-	-	-
Révisions techniques	(99)	(20)	(4)	(43)
Facteurs économiques	-	-	-	-
Acquisitions	-	-	-	-
Cessions	-	-	(2)	-
Production	-	-	-	-
31 décembre 2013	683	140	50	300
Variation en glissement annuel	7	35	(6)	(38)
	1 %	33 %	(11) %	(11) %

Ressources éventuelles économiques et ressources prometteuses

31 décembre (en milliards de barils, avant redevances)	Bitume	
	2013	2012
Ressources éventuelles économiques¹⁾		
Meilleure estimation	9,8	9,6
Ressources prometteuses^{1), 2)}		
Meilleure estimation	7,5	8,5

1) Les expressions « ressources éventuelles », « ressources éventuelles économiques », « ressources prometteuses » et « meilleure estimation » sont définies à la sous-rubrique « Information sur le pétrole et le gaz » de 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 prometteuses. La viabilité économique des ressources prometteuses n'est pas évaluée.

D'autres informations sur les facteurs importants se rapportant aux ressources estimatives, aux éventualités particulières qui interdisent le classement des ressources éventuelles dans les réserves et aux prix, ainsi que sur 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 et la communication de l'information qui s'y rapporte, sont présentées dans la notice annuelle de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2013.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	2013	2012	2011
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :			
Activités opérationnelles	3 539	3 420	3 273
Activités d'investissement	(1 519)	(3 336)	(2 530)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	2 020	84	743
Activités de financement	(726)	592	(558)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	(2)	(11)	10
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	1 292	665	195

Au 31 décembre 2013, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société totalisaient 2,5 G\$; aucune somme n'avait été prélevée sur la facilité de crédit engagée, et l'encours du papier commercial était de néant.

Activités opérationnelles

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont progressé de 119 M\$ en 2013, essentiellement par suite de la variation du fonds de roulement hors trésorerie, qui a été en partie contrebalancée par la diminution des flux de trésorerie dont il a été question à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion. 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 1 957 M\$ au 31 décembre 2013, contre 1 043 M\$ au 31 décembre 2012. La société s'attend à continuer de respecter ses obligations de paiement à mesure qu'elles deviennent exigibles.

Activités d'investissement

En 2013, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont chiffrés à 1 519 M\$, soit une diminution de 1 817 M\$ par rapport à 2012. La réduction est principalement attribuable à l'encaissement du solde de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise en décembre 2013. En outre, le produit de 258 M\$ lié à la vente des biens de Lower Shaunavon et d'autres actifs d'importance secondaire a accru les flux de trésorerie provenant des activités d'investissement.

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 2013, la société a versé un dividende de 0,968 \$ par action (0,88 \$ en 2012). Le total des dividendes versés en 2013 s'est chiffré à 732 M\$ (665 M\$ en 2012). La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres.

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont augmenté de 1 318 M\$ en 2013 par rapport à 2012, principalement par suite de l'émission et du remboursement de titres d'emprunt. Le 15 août 2013, Cenovus a mené à terme un appel public à l'épargne aux États-Unis visant des billets non garantis de premier rang d'un capital total de 800 M\$ US aux termes de son prospectus préalable de base. Les billets ont été émis en deux tranches : une tranche de 450 M\$ US est assortie d'un coupon de 3,8 % et vient à échéance le 15 septembre

2023, et le solde de 350 M\$ US est assorti d'un coupon de 5,2 % et vient à échéance le 15 septembre 2043. Le produit net du placement a été utilisé pour financer en partie le remboursement anticipé des billets non garantis de premier rang de 800 M\$ US de la société qui devaient arriver à échéance en septembre 2014. Le placement a permis à la société d'émettre des instruments à un taux d'intérêt favorable, d'éliminer le risque de refinancement pour 2014 et d'allonger la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance de la dette à long terme.

En 2012, en vertu de son prospectus préalable de base aux États-Unis, la société 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 et pour 750 M\$ US de billets non garantis de premier rang portant intérêt au taux de 4,45 % et échéant le 15 septembre 2042. Le produit net de cette émission a été affecté aux besoins généraux de la société, dont le remboursement de la dette sous forme de papier commercial.

La dette à long terme de la société se situait à 4 997 M\$ au 31 décembre 2013. Aucun remboursement en capital n'est exigible avant octobre 2019 (1,3 G\$ US). L'augmentation de 318 M\$ de la dette à long terme depuis le 31 décembre 2012 est imputable aux fluctuations des taux de change.

Au 31 décembre 2013, Cenovus respectait toutes les conditions de ses conventions d'emprunt.

Sources de liquidités disponibles

La société prévoit que les flux de trésorerie tirés de ses activités liées au pétrole brut, au gaz naturel et au raffinage suffiront à financer une part considérable de ses besoins en trésorerie pour les dix prochaines années. Tout manque à gagner éventuel pourrait devoir être financé par des activités de financement ou la gestion du portefeuille d'actifs. Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 31 décembre 2013.

(en millions de dollars)	Montant	Échéance
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 452	Sans objet
Facilité de crédit engagée	3 000	Novembre 2017
Prospectus préalable de base au Canada ¹⁾	1 500	Juin 2014
Prospectus préalable de base aux États-Unis ¹⁾	1 200 \$ US	Juillet 2014

1) Disponibilité assujettie aux conditions du marché.

La trésorerie et les équivalents de trésorerie au 31 décembre 2013 comprenaient une somme de 1,4 G\$ US provenant de l'encaissement, le 17 décembre 2013, du solde de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise.

Facilité de crédit engagée

En septembre 2013, la société a renégocié les modalités de sa facilité de crédit engagée de 3,0 G\$, reportant son échéance du 30 novembre 2016 au 30 novembre 2017.

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 de l'encours du papier commercial. Au 31 décembre 2013, 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. Le prospectus préalable de base au Canada vient à échéance en juin 2014. La société a l'intention de déposer un nouveau prospectus préalable au Canada avant l'échéance de celui qui est actuellement en vigueur.

Au 31 décembre 2013, aucun billet à moyen terme n'avait été émis aux termes du prospectus préalable au Canada.

Prospectus préalable de base aux États-Unis

Le 9 mai 2013, la société a modifié son prospectus préalable de base aux États-Unis portant sur des billets non garantis de premier rang de façon à en relever le montant total, qui est passé de 2,0 G\$ US à 3,25 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. Le prospectus préalable de base aux États-Unis vient à échéance en juillet 2014. La société a l'intention de déposer un nouveau prospectus préalable aux États-Unis avant l'échéance de celui qui est actuellement en vigueur.

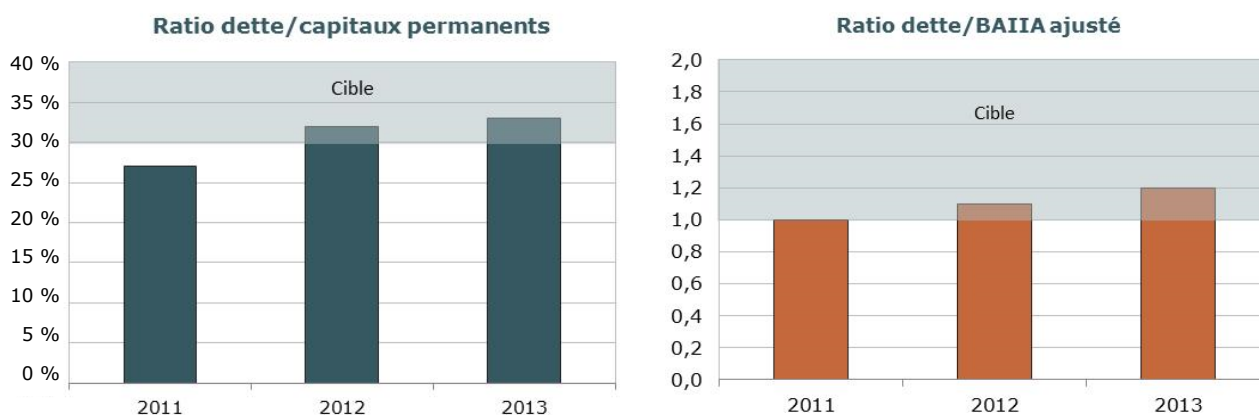
Au 31 décembre 2013, la société pouvait encore émettre pour 1,2 G\$ US de billets aux termes de son prospectus préalable de base aux États-Unis, la disponibilité étant assujettie aux conditions du marché.

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, les pertes de valeur d'actifs, les profits ou les 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.

	2013	2012	2011
Ratio dette/capitaux permanents	33 %	32 %	27 %
Ratio dette/BAIIA ajusté (fois)	1,2 x	1,1 x	1,0 x

Cenovus continue de viser un ratio dette/capitaux permanents de 30 % à 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de 1,0 à 2,0. Au 31 décembre 2013, le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/BAIIA ajusté se situaient près de la valeur inférieure de la fourchette cible.



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

31 décembre	2013	2012	2011
Dette	4 997	4 679	3 527
Capitaux propres	9 946	9 782	9 384
Capitaux permanents	14 943	14 461	12 911
Ratio dette/capitaux permanents	33 %	32 %	27 %

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

31 décembre	2013	2012	2011
Dette	4 997	4 679	3 527
Résultat net	662	995	1 478
Ajouter (déduire) :			
Charges financières	529	455	447
Produits d'intérêts	(96)	(109)	(124)
Charge d'impôt sur le résultat	432	783	729
Amortissement et épuisement	1 833	1 585	1 295
Perte de valeur du goodwill	-	393	-
Coûts de prospection	50	68	-
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	415	(57)	(180)
(Profit) perte de change, montant net	208	(20)	26
(Profit) perte à la sortie d'actifs	1	-	(107)
Autre (profit) perte, montant net	2	(5)	4
BAIIA ajusté	4 036	4 088	3 568

Ratio dette/BAIIA ajusté

1,2 x

1,1 x

1,0 x

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 2013, aucune action préférentielle n'était en circulation.

Dans le cadre de son programme d'intéressement à long terme, Cenovus offre à ses employés un régime d'options sur actions aux termes duquel les employés peuvent exercer des options visant l'achat d'actions ordinaires de Cenovus.

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. Se reporter à la note 28 annexe aux états financiers consolidés pour en savoir plus à ce sujet.

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

31 décembre 2013	Nombre d'unités (en milliers)
Actions ordinaires	756 046
Options sur actions	
DRN	26 315
DAAJ	7 086
DAAJ de remplacement de Cenovus	1 479
DAAJ de remplacement d'Encana	3 904
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	
UAR	5 785
UAD	1 192

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					Par la suite	Total
	2014	2015	2016	2017	2018		
Opérationnelles							
Transport par pipelines ¹⁾	377	554	647	807	1 284	17 512	21 181
Contrats de location simple (baux à construction)	119	119	117	118	159	2 950	3 582
Achats de produits	98	20	7	-	-	-	125
Autres engagements à long terme	50	40	21	17	12	116	256
Intérêts sur la dette à long terme	271	268	268	268	268	3 682	5 025
Intérêts sur l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise	82	55	26	2	-	-	165
Passifs relatifs au démantèlement	104	105	113	117	116	6 916	7 471
Total des obligations opérationnelles	1 101	1 161	1 199	1 329	1 839	31 176	37 805
Investissement							
Engagements relatifs à des dépenses d'investissement	52	36	30	9	21	27	175
Effet à payer lié à l'apport à la coentreprise	438	465	494	128	-	-	1 525
Total des obligations d'investissement	490	501	524	137	21	27	1 700
Financement							
Dette à long terme (capital seulement)	-	-	-	-	-	5 052	5 052
Total des obligations de financement	-	-	-	-	-	5 052	5 052
Total des paiements²⁾	1 591	1 662	1 723	1 466	1 860	36 255	44 557
Ventes de produits à prix fixe	52	54	56	3	-	-	165

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

2) 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.

À titre d'exploitation de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake, Cenovus est responsable des activités sur place, de la commercialisation et du transport de la totalité de la production issue de ces actifs. 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, 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.

En 2013, Cenovus a conclu divers contrats de transport fermes totalisant environ 11 G\$. Ces contrats, dont la plupart ont été conclus sous réserve des autorisations réglementaires, ont des termes allant jusqu'à 20 ans après leur date de conclusion et permettront à Cenovus de mieux faire correspondre ses besoins futurs en matière de transport et la croissance prévue de la production. La société a également conclu des engagements relativement au transport ferroviaire qui ont porté à environ 10 000 barils par jour sa capacité de transport par chemin de fer à la fin de 2013. La société prévoit accroître encore sa capacité de transport du pétrole brut par chemin de fer pour la faire passer à 30 000 barils par jour d'ici la fin de 2014, sous réserve de modalités favorables sur le marché.

Au 31 décembre 2013, 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 37 Gpi³ au prix moyen pondéré de 4,43 \$ 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.

Transactions entre parties liées

Cenovus n'a effectué aucune transaction avec des parties liées au cours des exercices clos les 31 décembre 2013 et 2012. Pour obtenir un sommaire de la rémunération des principaux dirigeants, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

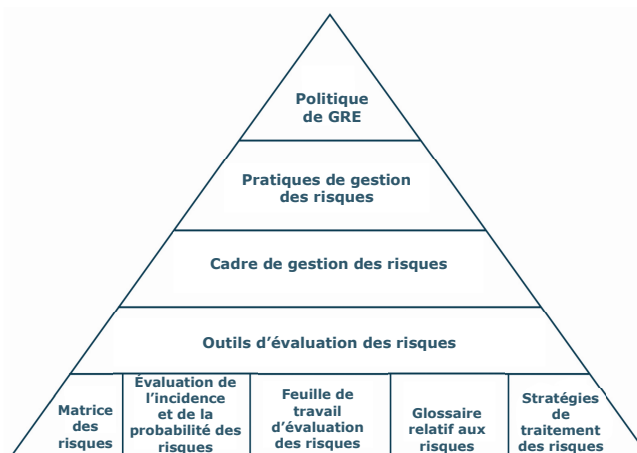
GESTION DES RISQUES

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 « faible » à « extrême ». 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 2013.

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. Il peut arriver que ces contrats empêchent Cenovus de profiter pleinement des avantages d'une hausse ou d'une baisse des prix ou des taux par rapport aux prix et aux taux contractuels ainsi fixés. 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 comité d'audit du conseil d'administration.

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, les conditions météorologiques et l'offre de carburants de substitution; ces facteurs sont indépendants de la volonté de Cenovus et peuvent entraîner une considérable volatilité des prix.

L'évolution des prix 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 des 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 les 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 du risque lié au marché, 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. En 2013, Cenovus a en partie réduit son exposition aux risques 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 contrats à terme normalisés;
- le risque relatif aux coûts de l'électricité consommée, à l'aide d'un contrat dérivé sur l'énergie.

Les notes 3 et 32 annexes aux états financiers consolidés présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels a recours la société, comme leur classement, les hypothèses formulées lors de l'établissement de leur juste valeur et une analyse plus approfondie des risques qu'ils comportent et de la gestion de ces risques. L'incidence financière des instruments financiers est exposée ci-dessous :

Incidence financière des activités de gestion des risques

(en millions de dollars)	2013			2012		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	(71)	343	272	(81)	(247)	(328)
Gaz naturel	(63)	69	6	(247)	176	(71)
Raffinage	18	-	18	(7)	(1)	(8)
Électricité	(6)	3	(3)	(1)	15	14
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(122)	415	293	(336)	(57)	(393)
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	29	(105)	(76)	86	14	100
(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt	(93)	310	217	(250)	(43)	(293)

En 2013, la 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 contractuels convenus ont été supérieurs aux prix de référence moyens. La société a par ailleurs comptabilisé des pertes latentes en raison de la hausse des prix à terme des marchandises par rapport aux prix en vigueur à la clôture de l'exercice précédent et des fluctuations de prix sur les opérations effectuées au cours de l'exercice, de même que par suite du dénouement de positions réglées; ces pertes ont été en partie compensées par l'élargissement des écarts à terme entre le pétrole léger et le pétrole lourd.

Les instruments financiers conclus dans le secteur du raffinage par l'exploitant des raffineries de la société, Phillips 66, visent principalement l'achat de produits. 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. Afin de réduire son risque lié aux prix des marchandises, la société a couvert une partie de sa production de pétrole brut Brent prévue pour 2014 à l'aide de swaps de prix fixes.

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 2013 comme suit :

Marchandise	Fourchette de sensibilité	Augmentation	Diminution
Prix du pétrole brut	± 10 \$ US par baril sur les couvertures du Brent, du WTI et des condensats	(200)	200
Prix différentiel du pétrole brut	± 5 \$ US par baril sur les couvertures des différentiels liés à la production	31	(31)
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 2013, la trésorerie et les équivalents de trésorerie se situaient à 2,5 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 1,2 G\$ 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 ou des décès. 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. Cenovus s'efforce de ne retenir les services que d'entrepreneurs qui partagent le même engagement envers la sécurité. Pour sélectionner ses entrepreneurs, la société utilise notamment un système de préqualification et 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 le recours à plusieurs moyens de transport (pipelinier, ferroviaire et maritime). Pour compléter les engagements de transport fermes qu'elle a conclus jusqu'à maintenant, la société évalue toujours d'autres possibilités, et pourrait s'engager à l'égard d'infrastructures de transport nouvelles ou en expansion qui lui procureraient un accès à de nouveaux marchés pour sa production.

La société prévoit que les contraintes en matière de transport se poursuivront dans l'immédiat. Les projets d'oléoducs Keystone XL, Northern Gateway et Energy East, s'ils sont approuvés, devraient être avantageux pour les producteurs de pétrole lourd, car ils amélioreront l'accès aux raffineries capables de traiter du brut lourd et constitueront une option pour les producteurs qui souhaitent expédier leur pétrole brut à l'étranger. À l'heure actuelle, le projet Keystone XL doit relier les sables bitumineux de l'Alberta aux raffineries américaines situées sur la côte américaine du golfe du Mexique. Le projet pipelinier Northern Gateway 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. Enfin, le projet d'oléoduc Energy East doit relier le pétrole brut de l'Alberta et de la Saskatchewan aux raffineries et aux terminaux portuaires de l'est du Canada. 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, ainsi que de la conjoncture économique en général. 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 et de limiter ses coûts. 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. La société adopte une approche semblable à celles du secteur de la fabrication pour aborder ses projets de mise en valeur par phases des sables bitumineux, ce qui contribue à gérer la qualité, les échéanciers et les coûts. Cette approche recourt par exemple à des modèles en matière de délimitation des phases et à des équipes internes de gestion de projet, de gestion de la construction et de mise en service et démarrage. Cenovus possède en outre son propre parc à tuyaux pour la fabrication modulaire du matériel et des râteliers de stockage des tiges de forage.

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, le rendement des réservoirs et les difficultés techniques, la réalisation par phases des projets de sables bitumineux 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, et prend en compte les données issues de son programme de forage de puits stratigraphiques. 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.

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 d'affaires 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 2013.

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 possèdent les compétences nécessaires ou 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'incident 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, ou 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 son 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 a été intégrée en 2013 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.

Normes sur les carburants renouvelables

Les raffineries situées aux États-Unis doivent se conformer à divers lois et règlements qui contiennent parfois des exigences coûteuses. En 2007, l'agence a publié son programme de norme sur les carburants renouvelables, qui fixe le volume total de carburant de transport renouvelable vendu ou importé aux États-Unis et exige des raffineries qu'elles mélangent à l'essence qu'elles produisent des carburants renouvelables tels l'éthanol et les biocarburants avancés. Les stipulations prévoient que le volume de carburants renouvelables mélangés aux produits pétroliers finis ira croissant jusqu'en 2022. Si elles ne se conforment pas aux normes, les raffineries doivent acheter des crédits, appelés NIR, sur le marché libre. Les NIR, qui sont des numéros attribués à chaque gallon de carburant renouvelable produit ou importé aux États-Unis, ont été créés pour permettre aux raffineurs de se conformer à la norme sur les carburants renouvelables.

Les raffineries de Cenovus n'intègrent pas de carburants renouvelables à leurs produits de carburant. C'est pourquoi la société est tenue d'acheter des NIR. Les règlements actuellement en vigueur pourraient éventuellement modifier le volume de carburants renouvelables devant être intégrés aux produits raffinés. Toute modification risquerait d'entraîner des fluctuations du prix des NIR ou une pénurie des NIR offerts sur le marché et servant au respect des exigences, ce qui se répercuterait de manière défavorable sur la situation financière, les résultats opérationnels et les flux de trésorerie de la société.

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 gouvernement de l'Alberta a approuvé le projet LARP, mis au point en vertu de l'ALSA.

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. En 2013, la société a reçu du gouvernement de l'Alberta une indemnisation de 20 M\$, y compris les intérêts, par suite de l'annulation de certains de ses droits miniers non essentiels visant les sables bitumineux. L'annulation de ces droits miniers n'a eu aucune répercussion directe sur le plan d'affaires de Cenovus, ni sur ses activités actuelles à Foster Creek ou à Christina Lake, ni sur l'une ou l'autre des demandes qu'elle a déposées. L'issue des demandes futures de permis de mise en valeur des zones visées par le projet LARP est incertaine; la mise en valeur pourrait notamment faire l'objet de restrictions, et d'autres droits miniers pourraient être annulés.

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 préparation et les méthodes comptables significatives de la société.

Jugements 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.

Partenariats

Cenovus détient une participation de 50 % dans deux entités sous contrôle conjoint, à savoir FCCL et WRB. Le classement des partenariats à titre d'entreprise commune ou de coentreprise 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 sont traités en tant qu'entreprises communes, et la quote-part revenant à Cenovus des actifs, des passifs, des produits et des charges est 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, ou leurs filiales respectives) qu'ils fassent des apports si les fonds sont insuffisants pour que les partenariats s'acquittent de leurs obligations ou règlent leurs passifs. L'expansion passée et future de FCCL et de WRB est tributaire du financement consenti par les partenaires au moyen d'effets à payer et de prêts octroyés aux partenariats. Les partenariats n'ont pas contracté d'emprunts auprès de tiers.
- Le fonctionnement de FCCL est le même que celui de la plupart des relations de participation directe de l'Ouest canadien, dans lesquelles un partenaire est l'exploitant et extrait les produits au nom de l'ensemble des participants. La structure de WRB est fort semblable, à ceci près que son contexte opérationnel est celui du raffinage.
- À titre d'exploitants, Cenovus et Phillips 66, par l'intermédiaire de filiales entièrement détenues, assurent la commercialisation, achètent les charges d'alimentation nécessaires et s'occupent du transport et du stockage pour le compte des partenaires, car les accords interdisent aux partenariats d'effectuer eux-mêmes ces tâches. En outre, les partenariats n'ont pas d'employés et ne pourraient donc pas s'en acquitter.
- Dans chacun des deux partenariats, la production revient à l'un des deux partenaires, ce qui indique que les partenaires ont des droits sur les avantages économiques découlant des actifs et l'obligation de financer les passifs des partenariats.

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 pas démontrée et que 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, la délimitation des unités génératrices de trésorerie 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 des secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques de Cenovus. Les réserves de pétrole brut et de gaz naturel de Cenovus sont établies par des ERQI 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 2013, 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 sortie. Les hypothèses clés entrant dans la détermination des flux de trésorerie tirés des réserves sont les réserves estimées par les ERQI retenus par la société, les prix du pétrole brut et du gaz naturel et le taux d'actualisation.

Prix du pétrole brut et du gaz naturel

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

	2014	2015	2016	2017	2018	Variation annuelle moyenne jusqu'en 2024
WTI (\$ US/baril)	95,00	95,00	95,00	95,00	95,30	1,9 %
AECO (\$/kpi ³)	4,00	4,25	4,55	4,75	5,00	2,4 %

Taux d'actualisation

Les évaluations des flux de trésorerie futurs actualisés emploient généralement comme point de départ le taux d'actualisation de 10 %, qui est fréquent dans l'industrie et qu'utilisent les ERQI 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 direction établit le taux d'actualisation approprié à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. Ce taux d'actualisation, ajusté en fonction de la qualité de crédit, sert à établir la valeur actualisée des sorties de trésorerie futures estimatives requises pour régler l'obligation et peut changer en fonction de nombreux facteurs du marché.

Charges d'impôt sur le résultat

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels Cenovus exerce ses activités peuvent changer. Un certain nombre de questions d'ordre fiscal est généralement à l'étude; par conséquent, les impôts sur le résultat font 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

La société a adopté les nouvelles normes et les modifications de normes ci-dessous.

Partenariats, consolidation, entreprises associées et informations à fournir

À compter du 1^{er} janvier 2013, la société a adopté, comme convenu, IFRS 10, *États financiers consolidés* (« IFRS 10 »), IFRS 11, *Partenariats* (« IFRS 11 »), IFRS 12, *Informations à fournir sur les participations dans d'autres entités*, (« IFRS 12 ») et les modifications apportées à la norme comptable internationale (« IAS ») 28, *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises* (« IAS 28 »).

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

Aux termes d'IFRS 11, un partenariat est classé comme une entreprise commune ou une coentreprise en fonction des droits et des obligations des parties au partenariat. 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 de participation selon la méthode de la mise en équivalence. 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, des stipulations contractuelles des partenariats et d'autres faits et circonstances. Le classement des partenariats dans le cadre de l'application par la société de la méthode comptable exposée dans IFRS 11 fait appel au jugement. Une explication des jugements que la société utilise dans l'évaluation de ses partenariats se trouve dans les états financiers consolidés. 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 sont traités en tant qu'entreprises communes. L'application d'IFRS 11 n'a pas eu d'incidence sur les montants comptabilisés des actifs, des passifs et du résultat global de la société.

IFRS 12 exige que soient fournies des informations portant sur la participation d'une entité dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et des entités structurées exclues du périmètre de consolidation. IAS 28 a été modifiée pour que son contenu soit conforme aux changements apportés à IFRS 10 et à IFRS 11. L'adoption d'IFRS 12 et d'IAS 28 n'a eu aucune incidence sur les informations à fournir.

Avantages du personnel

À compter du 1^{er} janvier 2013, la société a adopté, comme convenu, IAS 19, *Avantages du personnel*, dans sa version modifiée en juin 2011 (« IAS 19M »). La société a appliqué la norme de manière rétrospective conformément aux dispositions transitoires. L'état consolidé de la situation financière d'ouverture de la période comparative la plus récente présentée (1^{er} janvier 2012) a été retraité.

Selon IAS 19M, une entité est tenue de comptabiliser les variations des obligations au titre des prestations définies et des actifs d'un régime lorsqu'elles se produisent; l'approche du corridor, auparavant permise, est écartée et la comptabilisation du coût des services passés est accélérée. Pour que le passif ou l'actif net au titre des prestations définies reflète la valeur intégrale du déficit ou de l'excédent du régime, tous les écarts actuariels doivent être comptabilisés immédiatement dans les autres éléments du résultat global. De plus, la société a remplacé le coût financier de l'obligation au titre des prestations définies et le rendement prévu des actifs du régime par des intérêts nets fondés sur le montant net de l'actif ou du passif au titre des prestations définies mesuré par l'application du même taux d'actualisation que celui utilisé pour évaluer l'obligation au titre des prestations définies au début de l'exercice. La charge d'intérêts et le produit d'intérêts sur les passifs et les actifs au titre des avantages postérieurs à l'emploi doivent être comptabilisés en résultat net.

De plus, les indemnités de cessation d'emploi doivent être comptabilisées à la première des dates suivantes : la date où la société ne peut plus retirer son offre d'indemnité ou la date où elle comptabilise des coûts de restructuration.

L'incidence d'IAS 19M sur les états consolidés de la situation financière s'établit comme suit :

	Passif net au titre des prestations définies¹⁾	Impôt différé	Capitaux propres
1^{er} janvier 2012			
Solde, tel que présenté précédemment	16	2 101	9 406
Incidence de l'adoption d'IAS 19M	30	(8)	(22)
Solde retraité	46	2 093	9 384

1) Comprend le passif au titre des prestations définies et autres avantages postérieurs à l'emploi qui est inclus au poste Autres passifs des états consolidés de la situation financière faisant partie des états financiers consolidés.

	Passif net au titre des prestations définies¹⁾	Impôt différé	Capitaux propres
31 décembre 2012			
Solde, tel que présenté précédemment	28	2 568	9 806
Incidence de l'adoption d'IAS 19M	32	(8)	(24)
Solde retraité	60	2 560	9 782

1) Comprend le passif au titre des prestations définies et autres avantages postérieurs à l'emploi qui est inclus au poste Autres passifs des états consolidés de la situation financière faisant partie des états financiers consolidés.

L'incidence d'IAS 19M sur les états consolidés des résultats et du résultat global s'établit comme suit :

	Exercice clos le 31 décembre 2012	Exercice clos le 31 décembre 2011
Diminution des frais généraux et frais d'administration	2	-
Augmentation du résultat net de l'exercice	2	-
Réévaluation du passif au titre des prestations définies et autres avantages postérieurs à l'emploi	(4)	(12)
(Diminution) du résultat global de l'exercice	(2)	(12)

Le changement de méthode comptable n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés, y compris le résultat net par action.

Les états financiers consolidés contiennent des détails sur les régimes de retraite et les autres avantages postérieurs à l'emploi de la société.

Évaluation de la juste valeur

Le 1^{er} janvier 2013, la société a adopté, comme convenu, IFRS 13, *Évaluation de la juste valeur* (« IFRS 13 »), qu'elle a appliquée de manière prospective comme l'exigent les dispositions transitoires. La norme contient une définition cohérente de la juste valeur et présente des obligations d'information uniformes relatives à l'évaluation de la juste valeur. Cenovus n'a apporté aucun changement à sa méthode de détermination de la juste valeur de ses actifs et de ses passifs financiers. C'est pourquoi l'adoption d'IFRS 13 n'a donné lieu à aucun ajustement de l'évaluation au 1^{er} janvier 2013. Les informations se rapportant à l'évaluation de la juste valeur sont fournies à la note 32 annexe aux états financiers consolidés.

Présentation des autres éléments du résultat global

Le 1^{er} janvier 2013, la société a adopté IAS 1, *Présentation des états financiers* (« IAS 1 ») dans sa version modifiée en juin 2011. La version modifiée exige que les sociétés répartissent les postes représentant les autres

éléments du résultat global entre deux catégories : 1) éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net ou 2) ceux qui seront reclassés ultérieurement en résultat net lorsque certaines conditions seront remplies. Cette version modifiée a fait l'objet d'une application rétrospective complète et, par conséquent, la présentation des postes des autres éléments du résultat global a été modifiée. L'adoption de cette norme modifiée ne s'est traduite par aucun ajustement des autres éléments du résultat global ni du résultat global lui-même.

Informations à fournir sur la compensation des actifs financiers et des passifs financiers

Le 1^{er} janvier 2013, la société s'est conformée aux obligations d'information modifiées relatives à la compensation des actifs financiers et des passifs financiers qui se trouvent dans IFRS 7, *Instruments financiers : informations à fournir*, dans sa version publiée en décembre 2011. Les informations supplémentaires ont été fournies dans les états financiers consolidés. L'adoption de la norme modifiée n'a pas eu d'incidence sur les états consolidés des résultats et du résultat global ni sur les états consolidés de la situation financière figurant dans les états financiers consolidés.

Informations à fournir sur la valeur recouvrable des actifs non financiers

En mai 2013, l'IASB a publié une modification d'IAS 36, *Dépréciation d'actifs*. La modification supprime certaines obligations d'information se rapportant à la valeur recouvrable d'une unité génératrice de trésorerie. La modification sera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2014, avec application rétrospective. Comme le permet la norme, la société a adopté la modification de manière anticipée pour la période à l'étude. Les informations modifiées sont fournies dans les notes annexes aux états financiers consolidés.

Futures prises de position en comptabilité

Un certain nombre de nouvelles normes, de modifications et d'interprétations entrent en vigueur pour les exercices ouverts le 1^{er} janvier 2014 ou après cette date et n'ont donc pas été appliquées lors de la préparation des états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013. Les normes et interprétations qui s'appliqueront à la société sont décrites dans les paragraphes qui suivent; elles seront adoptées à leur date d'entrée en vigueur respective.

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 les deux premières ont déjà été publiées.

Les phases un et deux portent respectivement sur la comptabilisation des actifs financiers et des passifs financiers et sur la comptabilité de couverture. La troisième traitera de la dépréciation des instruments financiers.

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. Pour les passifs financiers, IFRS 9 conserve la plupart des exigences d'IAS 39; cependant, lorsque le modèle de la juste valeur est appliqué aux passifs financiers, toute variation de la juste valeur liée au risque de crédit de l'entité est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global plutôt qu'en résultat net, sauf si cette option crée une non-concordance comptable.

IFRS 9 présente un modèle simplifié de comptabilité de couverture, qui harmonise davantage cette dernière à la gestion des risques. De plus, des améliorations ont été apportées aux obligations d'information portant sur la comptabilité de couverture et la gestion des risques. À l'heure actuelle, Cenovus n'utilise pas la comptabilité de couverture.

La date d'entrée en vigueur obligatoire de la totalité des dispositions d'IFRS 9 sera rendue publique lorsque le projet sera pratiquement achevé. L'adoption anticipée des deux phases déjà publiées n'est permise que si la totalité des dispositions sont adoptées au début d'une période. La société examine actuellement l'incidence de l'adoption d'IFRS 9 sur ses états financiers consolidés.

Compensation des actifs financiers et des passifs financiers

En décembre 2011, l'IASB a publié une version modifiée d'IAS 32, *Instruments financiers : Présentation* (« IAS 32 »). 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'IAS 32 s'applique pour les périodes annuelles ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2014, avec application rétrospective. La société prévoit qu'IAS 32 aura 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 2013. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le CIIF et les CPCI étaient efficaces au 31 décembre 2013.

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 2013.

Aucun changement n'a été apporté au CIIF au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013 qui aurait eu ou serait raisonnablement susceptible d'avoir une incidence significative sur le CIIF.

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

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 en matière de responsabilité 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.

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.

La société continue de réévaluer son processus de communication en matière de responsabilité d'entreprise, ses indicateurs de performance et ses contrôles afin de s'assurer qu'ils cadrent avec les attentes des parties prenantes de Cenovus et avec les activités et la stratégie de la société. Le rapport sur la responsabilité d'entreprise de Cenovus 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 juillet 2013, la société a publié son rapport 2012 sur la responsabilité d'entreprise, qui fait état dans les grandes lignes des investissements consentis à l'égard de l'innovation et de la recherche, des sommes consacrées aux collectivités locales et aux Autochtones dans les régions où la société exerce des activités, des progrès accomplis en matière de réduction des répercussions environnementales des activités opérationnelles, des accords à long terme conclus avec les collectivités autochtones et du soutien et des investissements accordés à certains organismes sans but lucratif et autres associations de bienfaisance. La politique de Cenovus en matière de responsabilité d'entreprise et le rapport sur le même sujet peuvent être consultés dans le site Web de Cenovus, à l'adresse cenovus.com.

En janvier 2014, Cenovus a été intégrée pour la première fois à l'annuaire 2014 des entreprises durables de RobecoSAM, le *Sustainability Yearbook*, qui la classe parmi les médaillées de bronze. RobecoSAM est un spécialiste suisse des placements internationaux dans les entreprises durables qui publie l'indice Dow Jones du développement durable (voir ci-dessous). La revue *Corporate Knights* a aussi nommé Cenovus dans son palmarès mondial des 100 sociétés pratiquant le capitalisme propre pour une deuxième année de suite, comme il a été annoncé au cours du Forum économique mondial de Davos, en Suisse, qui s'est tenu en janvier. *Corporate Knights* a également reconnu la performance remarquable de Cenovus en matière de responsabilité d'entreprise dans la première édition de sa liste des 10 meilleures entreprises énergétiques au monde, publiée en novembre 2013.

La société a été incluse, en octobre 2013, dans l'indice de divulgation de l'information liée aux changements climatiques du projet CDP Canada 200, le *Canada 200 Climate Disclosure Leadership Index* (« CDLI ») pour la quatrième année d'affilée. Cet indice publié par CDP (organisme auparavant connu sous le nom de Carbon Disclosure Project) classe les sociétés qui publient des renseignements honnêtes et transparents sur leurs émissions de gaz à effet de serre. En septembre 2013, les pratiques de premier ordre de la société en matière de responsabilité d'entreprise ont été reconnues sur la scène internationale par l'inclusion de Cenovus dans l'indice Dow Jones de développement durable – Monde pour la deuxième année de suite, ainsi que dans l'indice Dow Jones de développement durable – Amérique du Nord pour la quatrième année de suite. En juin 2013, pour la deuxième année d'affilée, Cenovus a été nommée parmi les 50 principales sociétés socialement responsables du Canada par la revue *Maclean's* et *Sustainalytics*. Elle est également désignée depuis trois ans par la revue *Corporate Knights* parmi les 50 meilleures entreprises citoyennes du Canada.

Ces diverses reconnaissances de l'engagement soulignent les efforts en matière de responsabilité d'entreprise que Cenovus déploie pour équilibrer la performance économique, sociale et environnementale et la gouvernance.

PERSPECTIVES

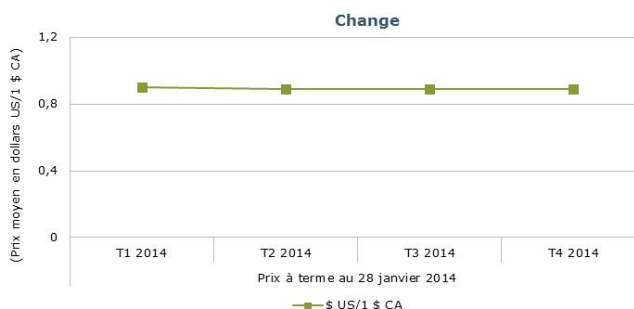
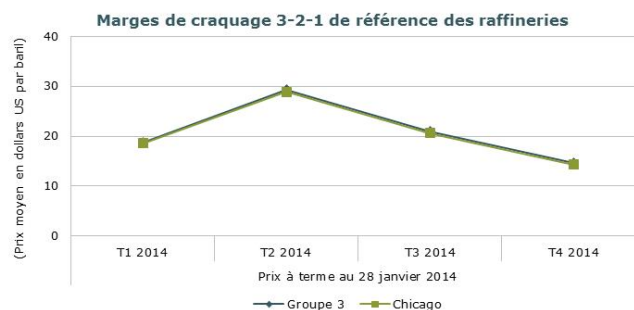
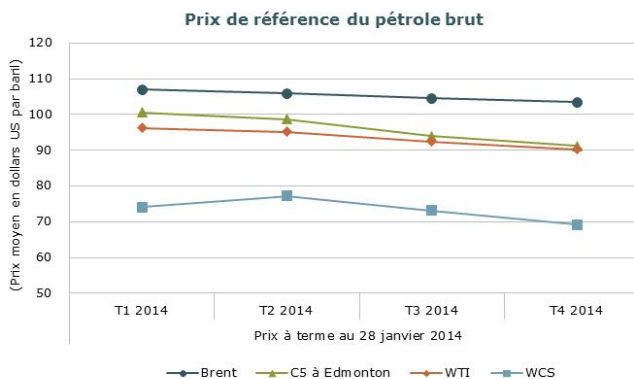
La société poursuit sa progression vers la réalisation de son plan d'affaires décennal en visant une production de bitume nette provenant des sables bitumineux d'environ 435 000 barils par jour et une production nette de pétrole brut, y compris la production provenant des activités liées aux hydrocarbures classiques, de quelque 525 000 barils par jour d'ici la fin de 2023. 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 Telephone Lake et à Grand Rapids. 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 et de ses entrepreneurs, tout en accordant une importance de premier ordre à la performance environnementale et à un dialogue constructif avec les parties prenantes.

L'analyse des perspectives qui suit porte essentiellement sur les 12 mois à venir.

Prix des marchandises sous-tendant les résultats financiers

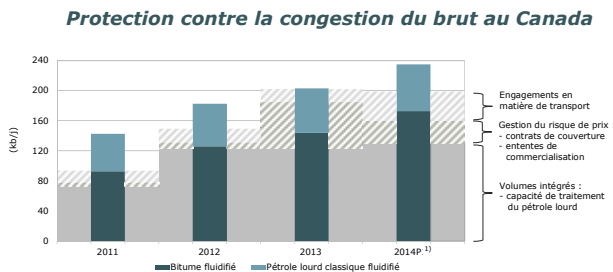
L'évolution future des prix relatifs à la production de pétrole brut de la société dépendra des facteurs suivants :

- La société s'attend à ce que les perspectives globales pour les prix du pétrole brut restent étroitement liées à la croissance économique mondiale, au rythme de progression de l'offre en Amérique du Nord et aux interruptions de la production. Les indicateurs laissent entrevoir une amélioration graduelle et constante de la croissance de la demande provenant des États-Unis et de l'Asie. Pour sa part, la croissance de l'offre en Amérique du Nord restera solide, quoique plus modérée. S'il est vrai que les perturbations de l'offre mondiale sont difficilement prévisibles, la société croit néanmoins que l'instabilité politique, qui est à l'origine des pénuries de l'offre, ne se résorbera pas de sitôt. On s'attend généralement à un léger recul des prix du brut Brent en 2014 par rapport à 2013.
- Les écarts Brent-WTI devraient rétrécir par rapport à 2013 à mesure que de nouvelles capacités de transport par pipeline entre Cushing et la côte du golfe du Mexique réduiront la congestion intérieure; le rétrécissement devrait être en partie compensé par l'accroissement des escomptes sur les prix du brut sur la côte du golfe par rapport aux prix du Brent, car la croissance de l'offre de pétrole avare réduit la nécessité de recourir à l'importation.
- Les écarts de prix WTI-WCS devraient rester semblables en 2014 à ce qu'ils étaient en 2013, car la croissance de l'offre intérieure avoisinera celle de la capacité de transport par pipeline et par chemin de fer.
- Les marges de craquage moyennes des raffineries devraient se raffermir en 2014 par rapport à celles de 2013, principalement à cause du recul des prix du WTI par rapport à ceux du Brent.
- Les prix du gaz naturel devraient se raffermir par rapport à ceux de 2013, car la croissance de la demande s'accélère et les stocks accumulés ont diminué sous l'effet du froid qui a sévi à la fin de 2013; ces facteurs sont en partie contrebalancés par la croissance de l'offre à mesure que de nouvelles infrastructures s'ajoutent aux zones où la croissance est vive.
- D'après les taux de change à terme, le dollar canadien s'est déprécié d'environ 7 % par rapport au dollar américain : alors qu'il valait 0,953 \$ US au quatrième trimestre, son prix à terme se chiffre à environ 0,890 \$ US pour 2014. L'affaiblissement du dollar canadien a une incidence positive sur les produits et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de la société.



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

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



1) Capacité de production nette prévue.

Priorités pour 2014

Les priorités de la société pour 2014 sont les mêmes qu'en 2013 et se déclinent comme suit :

Accès aux marchés

À court et à moyen terme, la société s'efforce stratégiquement d'accéder à de nouveaux marchés pour sa production de pétrole brut. 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 société prévoit entre autres étendre la capacité de transport ferroviaire à environ 30 000 barils de brut par jour d'ici la fin de 2014, pourvu que les conditions soient favorables sur le marché, en soutenant des 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. En 2013, la société a conclu pour environ 11 G\$ de nouveaux engagements de transport par pipeline (la plupart comprenant des montants liés à des projets qui sont en attente d'approbation réglementaire) afin de mieux faire correspondre ses besoins de transport futurs et sa croissance prévue.

Resserrement de la structure de coûts

Cenovus s'efforce toujours de maintenir à l'échelle de l'entreprise une structure des coûts qui lui permet de conserver son excellent dossier en matière d'efficacité des coûts. 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 s'affaire à repérer activement les occasions qu'offre sa chaîne d'approvisionnement de comprimer encore les dépenses d'investissement et 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 respect du cadre réglementaire en matière d'environnement et la gestion de 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.

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 », « but », « perspective », « éventuel », « stratégie » 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 et étapes déterminantes connexes, de la valeur future projetée ou de la valeur de l'actif net projetée, des projections pour 2014 et par la suite, 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 réserves prévues et des ressources éventuelles et prometteuses, de l'élargissement de l'accès aux marchés, de l'amélioration de la structure des coûts, 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, notamment pour réduire l'empreinte environnementale de Cenovus, et de la croissance projetée de la valeur actionnariale. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure à l'information prospective, car les résultats réels de la société pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus.

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

Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective comprennent notamment les hypothèses sur lesquelles reposent les prévisions actuelles de Cenovus (consulter cenovus.com); 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.

Les indications pour 2014 se fondent sur un nombre moyen d'environ 757 millions d'actions ordinaires en circulation, après dilution, et sur les données hypothétiques suivantes : Brent, 105,00 \$ US/b; WTI, 102,00 \$ US/b; Western Canada Select, 76,00 \$ US/b; NYMEX, 4,00 \$ US/MBtu; AECO, 3,30 \$/GJ; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 13,50 \$ US/b; taux de change, 0,98 \$ US/\$ CA. Pour la période allant de 2015 à 2023, les hypothèses sont les suivantes : Brent, 105,00 \$ US à 110,00 \$ US/b; WTI, 100,00 \$ US à 106,00 \$ US/b; Western Canada Select, 81,00 \$ CA à 91,00 \$ CA/b; NYMEX, 4,25 \$ US à 4,75 \$ US/MBtu; AECO, 3,70 \$ CA à 4,31 \$ CA/GJ; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 12,00 \$ US à 13,00 \$ US; taux de change, 1,00 \$ US/\$ CA; nombre moyen d'actions en circulation, après dilution, environ 782 millions.

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, notamment le transport ferroviaire ou autre du pétrole brut; 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 2013, lesquels sont disponibles 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 cenovus.com.

Information sur le pétrole et le gaz

Les estimations des réserves, des ressources éventuelles et des ressources prometteuses de bitume ont été préparées en date du 31 décembre 2013 par nos ERQI en conformité avec le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* et le 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.

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 2013, laquelle est conforme au Règlement 51-101.

Les ressources prometteuses sont les quantités de bitume estimatives, à une date donnée, qui seront 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 découverte 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 %. Les ressources éventuelles ont été estimées au niveau des projets individuels, puis regroupées aux fins de la communication de l'information.

Pour de plus amples renseignements sur les facteurs importants touchant les estimations des ressources, les éventualités particulières qui préviennent la classification des ressources éventuelles à titre de réserves, l'établissement des prix et les réserves additionnelles, ainsi que d'autres renseignements relatifs au pétrole et au gaz, notamment les risques et incertitudes importants liés aux estimations des réserves et des ressources, 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 2013, lesquels sont disponibles 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 cenovus.com.

ABRÉVIATIONS

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

Pétrole brut		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.