

RAPPORT DE GESTION
POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2014

TABLE DES MATIÈRES

APERÇU DE CENOVUS.....	2
FAITS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS DE 2014.....	4
RÉSULTATS D'EXPLOITATION.....	7
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.....	37
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT.....	39
GESTION DES RISQUES.....	43
JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE.....	50
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	54
TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE.....	54
PERSPECTIVES.....	55
MISE EN GARDE.....	58
ABRÉVIATIONS.....	60

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société »), daté du 11 février 2015, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2014 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 11 février 2015, 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. Le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») a examiné le rapport de gestion et en a recommandé l'approbation au conseil; le conseil l'a approuvé le 11 février 2015. 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 d'exploitation, les flux de trésorerie, le résultat d'exploitation, 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 2014, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 18 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 2014, la production moyenne de pétrole brut et de LGN (ensemble, le « pétrole brut ») de Cenovus s'est établie à environ 203 500 barils par jour et la production moyenne de gaz naturel a été de 488 Mpi³/j. Les raffineries de la société ont traité en moyenne 423 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 445 000 barils bruts par jour de produits raffinés.

Message pour 2014

Jusqu'au quatrième trimestre, l'exercice 2014 aurait pu être décrit comme une période de relative stabilité financière. Les prix des marchandises étaient assez solides et on s'attendait à ce qu'ils le demeurent; les résultats financiers de la société pour les neuf premiers mois reflètent cette vigueur. Au début du quatrième trimestre, les prix des marchandises ont cependant beaucoup reculé, ce qui a eu une incidence considérable sur les résultats du quatrième trimestre. Entre le 30 septembre 2014 et le 31 décembre 2014, les prix de référence du pétrole brut et des produits raffinés ont chuté de 40 % à 55 % et les prix à terme pour 2015 montrent peu de signes d'amélioration à court terme. Même si la diminution des prix des marchandises a été défavorable pour les résultats de 2014, la société a continué de faire des progrès sur le plan de l'exploitation, comme en témoigne sa production croissante de pétrole brut.

L'année 2015 sera parsemée de difficultés pour le secteur. Cependant, Cenovus demeure bien positionnée pour surmonter cette période de volatilité. La société a fortement réduit son budget d'investissements de 2015 afin d'imposer de nouvelles restrictions sur les dépenses en raison de la faiblesse des prix du pétrole. Pour obtenir plus d'informations, le lecteur est prié de consulter le communiqué de presse daté du 28 janvier 2015 qui présente le budget révisé de 2015 de la société. Ce communiqué se trouve sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com, sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov.

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 régulier. La protection de notre souplesse financière est un élément inhérent à notre stratégie; elle repose sur une évaluation régulière de nos plans de dépenses d'investissement, de nos plans en matière de dividendes et d'autres facteurs pertinents.

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.

Mise en valeur de pétrole

La société axe ses efforts sur la mise en valeur de ses importantes ressources de pétrole brut, principalement celles de Foster Creek et de Christina Lake. Les possibilités d'avenir reposent actuellement sur la mise en valeur des terrains dont Cenovus dispose dans la région des sables bitumineux du nord de l'Alberta, notamment Narrows Lake, Telephone Lake et Grand Rapids, ainsi que de ses zones de pétrole classique. La société planifie habituellement ses projets de mise en valeur en évaluant les ressources au moyen de ses programmes de forage de puits d'exploration stratigraphiques.

Cenovus prévoit pousser sa production annuelle nette de pétrole brut, y compris celle tirée des activités liées aux hydrocarbures classiques, pour qu'elle atteigne plus de 500 000 barils par jour grâce à la mise en valeur complète des projets en phase de production et de ceux qui ont obtenu les approbations requises des organismes de réglementation.

Excellence en matière de performance

La société adopte une approche par phases semblable à celles du secteur de la fabrication pour mettre en valeur ses actifs des sables bitumineux. Cette approche intègre les apprentissages des phases précédentes aux plans de croissance futurs, ce qui permet de réduire les coûts. La société continue de s'affairer à concrétiser son plan d'affaires d'une manière sécuritaire, fiable et prévisible en mettant à profit les solides assises qu'elle a édifiées jusqu'à maintenant. Elle est déterminée à mettre en valeur ses ressources de manière sécuritaire et responsable.

Vigueur financière

La société prévoit que ses dépenses d'investissement annuelles totaliseront de 1,8 G\$ à 2,0 G\$ en 2015. Il s'agit d'une importante réduction par rapport à 2014 causée par la faiblesse actuelle du prix du pétrole brut. Une partie de ces dépenses devraient être financées en interne à l'aide 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. Le reste devrait l'être grâce à une utilisation prudente des liquidités et capacités d'emprunt de la société, de la gestion de son portefeuille d'actifs et d'autres occasions d'affaires et financières qui pourraient s'offrir à elle.

Dividende

La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et est réexaminée tous les trimestres. La société a versé un dividende de 1,0648 \$ par action en 2014 (0,968 \$ en 2013; 0,88 \$ en 2012).

Innovation et environnement

Le développement de technologies, les activités de recherche et la compréhension de l'impact de la société sur l'environnement continuent de jouer 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 consommées dans le cadre de ses activités d'exploitation, tout en réduisant éventuellement les coûts 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. La société a déjà mis au point des solutions novatrices qui permettent de libérer des ressources de pétrole brut difficiles d'accès, tout en affirmant 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.

Activités de la société

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 2014 (%)	Volumes de production nette en 2014 (b/j)	Volumes de production brute en 2014 (b/j)
Projets existants			
Foster Creek	50	59 172	118 344
Christina Lake	50	69 023	138 046
Narrows Lake	50	-	-
Nouveaux projets			
Telephone Lake	100	-	-
Grand Rapids	100	-	-

Les projets Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake sont exploités par Cenovus et détenus conjointement avec ConocoPhillips, société ouverte américaine non apparentée. Narrows Lake est en cours de mise en valeur. Ces projets sont situés dans la région de l'Athabasca, dans le nord-est de l'Alberta. Telephone Lake, situé dans la région de Borealis, et Grand Rapids, situé dans la grande région de Pelican Lake, sont deux des nouveaux projets que Cenovus détient à 100 %.

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 liées aux sables bitumineux et de raffinage; elle procure également à la société des flux de trésorerie contribuant au financement des occasions de croissance.

	2014	
	Pétrole brut ¹⁾	Gaz naturel
(en millions de dollars)		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 360	508
Dépenses d'investissement	812	28
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	548	480

1) Y compris les LGN.

Cenovus possède des actifs productifs de pétrole brut et de gaz naturel, y compris un projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du dioxyde de carbone à Weyburn, en Saskatchewan, ainsi que des actifs de pétrole lourd à Pelican Lake et des actifs de mise en valeur de pétrole avare, situés en Alberta.

Quelque 70 % de la superficie des terrains du secteur Hydrocarbures classiques, soit 4,5 millions d'acres nettes, sont détenus en toute propriété par Cenovus, et la société détient donc les droits miniers sur ces terrains. Environ 50 % de la production totale d'hydrocarbures classiques provient de terrains détenus en propriété inconditionnelle. La société ne verse pas de redevance à un tiers lorsqu'elle a une participation directe dans la production tirée de terrains détenus en propriété inconditionnelle. Elle paie plutôt des impôts miniers au gouvernement, à un taux généralement inférieur à celui des redevances versées aux titulaires de droits miniers. Par ailleurs, une partie des terrains détenus en propriété inconditionnelle sont loués à des tiers, ce qui donne parfois lieu à des revenus sous forme de redevances. Ces terrains loués ont dégagé des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation d'environ 150 M\$ en 2014.

Raffinage et commercialisation

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

	Participation (%)	Capacité nominale brute en 2014 (kb/j)
Wood River	50	314
Borger	50	146

Les raffineries de Cenovus permettent à la société de réaliser la pleine valeur de la production de pétrole brut en transformant ce dernier en produits raffinés tels le diesel, l'essence et le carburéacteur, ce qui réduit en partie la volatilité découlant des fluctuations des écarts du prix sur le pétrole brut régional 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)	2014
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	211
Dépenses d'investissement	163
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	48

FAITS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS DE 2014

En général, l'intégration des activités de la société procure une certaine protection contre les fluctuations des prix des marchandises. Lorsque les écarts de prix sur le brut s'élargissent et que les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont diminuent, les activités de raffinage de la société profitent de la baisse des coûts de la charge d'alimentation en pétrole lourd. En 2014, les prix des marchandises ont été solides pour les neuf premiers mois, mais la situation s'est rapidement détériorée lorsque les prix de référence du pétrole brut et des produits raffinés ont chuté de 40 % à 55 % entre le 30 septembre 2014 et le 31 décembre 2014. Cette considérable baisse des prix a eu des répercussions défavorables importantes sur les résultats financiers du quatrième trimestre de la société, notamment sur la valeur de ses stocks de pétrole brut et de produits raffinés, ce qui s'est répercuté sur les résultats de l'exercice complet.

Parmi les autres développements importants de 2014, citons l'accroissement de 14 % de la production de pétrole brut, la croissance des réserves, l'obtention de l'autorisation des organismes de réglementation pour Grand Rapids et Telephone Lake, l'achèvement du programme d'investissement prévu et l'élargissement de l'accès à de nouveaux marchés grâce à des engagements de transport ferroviaire et par pipeline.

Résultats d'exploitation

La production moyenne de pétrole brut a totalisé 203 493 barils par jour, ce qui représente une hausse de 14 % par rapport à 2013.

La production de pétrole brut tirée du secteur Sables bitumineux s'est élevée en moyenne à 128 195 barils par jour, soit une augmentation de 25 % attribuable principalement à l'augmentation de 40 % de la production de Christina Lake. Cette dernière s'est en effet chiffrée à 69 023 barils par jour en moyenne, car la phase E a atteint sa capacité nominale au cours du deuxième trimestre de 2014, le rendement des installations de la société s'est accru, et le rendement des réservoirs s'est amélioré grâce à la solide performance des puits de base et à la baisse du ratio d'injection de vapeur. La capacité de production nominale de la phase E est passée à 138 000 barils bruts par jour.

La production moyenne de Foster Creek s'est établie à 59 172 barils par jour, en hausse de 11 %, grâce à l'accroissement du rendement des installations de la société, aux efforts d'optimisation et à l'augmentation de la production des puits forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC}. De plus, la production de la phase F a commencé en septembre et la capacité nominale devrait être atteinte d'ici dix-huit mois. La phase F est la onzième phase d'expansion des sables bitumineux de la société.

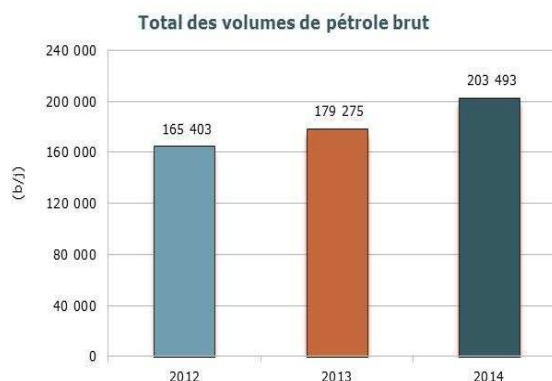
La production de pétrole brut tirée du secteur Hydrocarbures classiques s'est établie en moyenne à 75 298 barils par jour, ce qui représente une légère diminution par rapport à 2013. L'accroissement de la production par suite de la bonne performance des puits horizontaux du sud de l'Alberta et de la légère augmentation de la production tirée de Pelican Lake a été annulé par les baisses normales de rendement prévues et l'incidence de la vente d'actifs non essentiels, notamment le bien de Lower Shaunavon au deuxième trimestre de 2013 et certains biens de Bakken et de Wainwright en 2014. La production annuelle moyenne de pétrole brut de ces actifs non essentiels s'est établie à 2 173 barils par jour en 2014 (5 223 barils par jour en 2013).

Les réserves prouvées de bitume ont augmenté de 7 % et s'élèvent à environ 2 milliards de barils; les réserves prouvées et probables de bitume ont augmenté de 30 %, pour s'établir à 3,3 milliards de barils. 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.

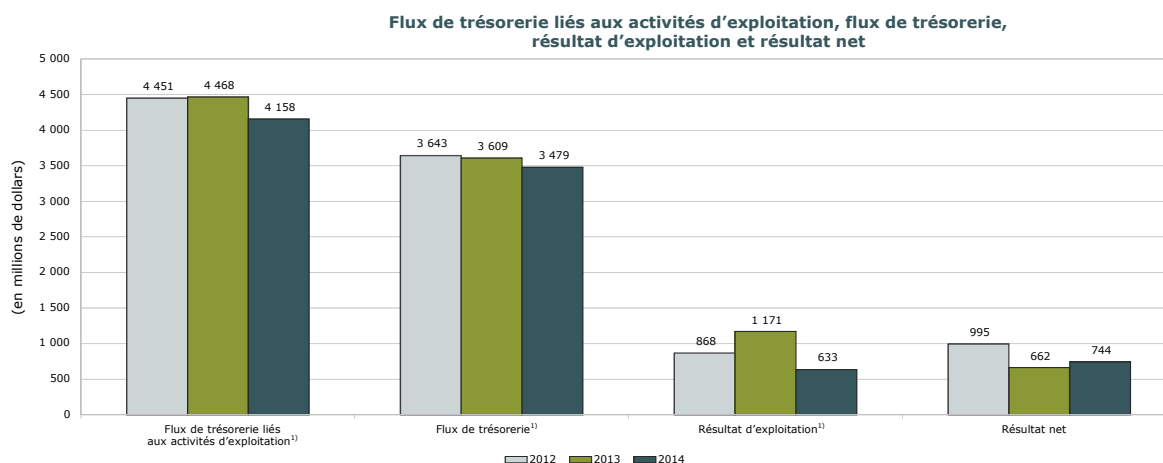
Le pétrole brut traité et la production de produits raffinés ont diminué par rapport à 2013 en raison principalement de l'interruption de service non planifiée d'une unité de cokéfaction à la raffinerie de Borger et d'une révision prévue à celle de Wood River. Les raffineries de la société ont traité en moyenne 423 000 barils bruts par jour de pétrole brut (442 000 en 2013), dont 199 000 barils bruts par jour de brut lourd (222 000 en 2013). La production s'est chiffrée à 445 000 barils bruts par jour de produits raffinés, soit 18 000 barils bruts ou 4 % de moins par jour.

Les autres résultats d'exploitation importants de 2014 par rapport à ceux de 2013 comprennent notamment :

- la société a reçu l'autorisation des organismes de réglementation à l'égard de la phase J de Foster Creek, d'une capacité de 50 000 barils bruts par jour; de l'exploitation par DGMV d'une capacité de 180 000 barils bruts par jour au projet de Grand Rapids; et d'un projet de DGMV de 90 000 barils bruts par jour à Telephone Lake. Ces autorisations portent la capacité de production prévue des projets en phase de production et de ceux ayant obtenu l'autorisation des organismes de réglementation à plus de 500 000 barils nets par jour;
- la société a reçu l'autorisation des organismes de réglementation à l'égard de l'expansion de la zone de Foster Creek mise en valeur;
- certains biens de Bakken et de Wainwright ont été cédés pour un produit net d'environ 269 M\$;
- la société avait accru sa capacité de transport ferroviaire de pétrole brut à environ 30 000 barils par jour à la fin de l'exercice. En 2014, la société a acheminé par transport ferroviaire en moyenne 10 000 barils de pétrole brut par jour, dont 47 expéditions par train-bloc;
- la société a conclu de nouveaux contrats de transport par pipeline afin d'assurer une capacité d'expédition adéquate à sa production croissante.



Résultats financiers



Les faits saillants financiers de 2014 par rapport à 2013 sont notamment les suivants :

Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires se sont chiffrés à 19 642 M\$, soit une augmentation de 985 M\$, ou 5 %, en raison des facteurs suivants :

- une augmentation des prix de vente moyens (compte non tenu des opérations de couverture financière) du pétrole brut, qui ont monté de 6 % pour s'établir à 71,35 \$ le baril, et de ceux du gaz naturel, qui ont progressé de 37 %, se chiffrant à 4,37 \$ le kpi³;
- une hausse de 12 % des volumes de vente de pétrole brut;
- un accroissement des volumes des condensats servant à la fluidification, qui est conforme à l'augmentation de la production.

Les facteurs ayant entraîné des hausses des produits des activités ordinaires ont été contrebalancés par les facteurs suivants :

- la diminution des produits tirés des activités de raffinage essentiellement en raison du recul des prix des produits raffinés et de la diminution de la production de produits raffinés, annulé en partie par la dépréciation du dollar canadien;
- les baisses prévues des volumes de production de gaz naturel;
- l'augmentation des redevances imputable principalement à la hausse des prix et des volumes de vente du pétrole brut.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 4 158 M\$, ce qui signifie une diminution de 7 % par rapport à ceux 2013, imputable surtout à une réduction de 82 % des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation. Cette diminution reflète la baisse des marges de craquage moyennes sur le marché, la hausse du coût du pétrole brut alimentant les raffineries par rapport aux prix de référence du West Texas Intermediate (« WTI »), un accroissement des charges d'exploitation et le déclin de la production de produits raffinés découlant d'interruptions de service prévues et imprévues, ainsi qu'une réduction de valeur de 113 M\$ des stocks. En général, lorsqu'il se produit un élargissement des écarts de prix du brut, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation des raffineries de la société augmentent. Cependant, à cause de la brusque chute des prix au quatrième trimestre, le coût d'alimentation en pétrole brut des raffineries a été supérieur aux prix réalisés par la société sur les produits raffinés.

Cette diminution a été en partie compensée par une hausse de 19 % des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont, qui se sont établis à 3 947 M\$. Cette hausse est surtout attribuable à l'accroissement des prix de vente moyens du pétrole brut et du gaz naturel et à une augmentation des volumes de vente de pétrole brut, qui ont été en partie annulés par l'augmentation des redevances, la hausse des charges d'exploitation et une réduction de valeur de 18 M\$ des stocks.

Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie ont diminué de 4 % pour s'établir à 3 479 M\$, surtout à cause du recul des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, comme il en été fait mention plus haut, et d'une baisse des produits d'intérêts, compensée en partie par une réduction des charges financières et de la charge d'impôts exigible ainsi que par l'absence d'une charge préalable à la prospection par rapport à 2013.

Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation a diminué de 538 M\$, ou 46 %, principalement à cause des facteurs suivants :

- la diminution des flux de trésorerie mentionnée ci-dessus;
- la perte de valeur de 497 M\$ du goodwill causée par les baisses des prix du pétrole brut et le rythme plus lent attribué au plan de mise en valeur de Pelican Lake;
- la réduction de valeur de 131 M\$ des stocks mentionnée plus haut à la rubrique « Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation » causée par le recul des prix;
- les coûts de prospection de 86 M\$ liés à certains biens de prospection de pétrole avare ne satisfaisant pas aux exigences de faisabilité technique et de viabilité commerciale;
- la dépréciation de 65 M\$ des immobilisations corporelles associée surtout au matériel déprécié.

Les autres éléments hors trésorerie importants ayant une incidence sur le résultat d'exploitation comprennent l'accroissement de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement et la réduction de l'impôt différé.

Résultat net

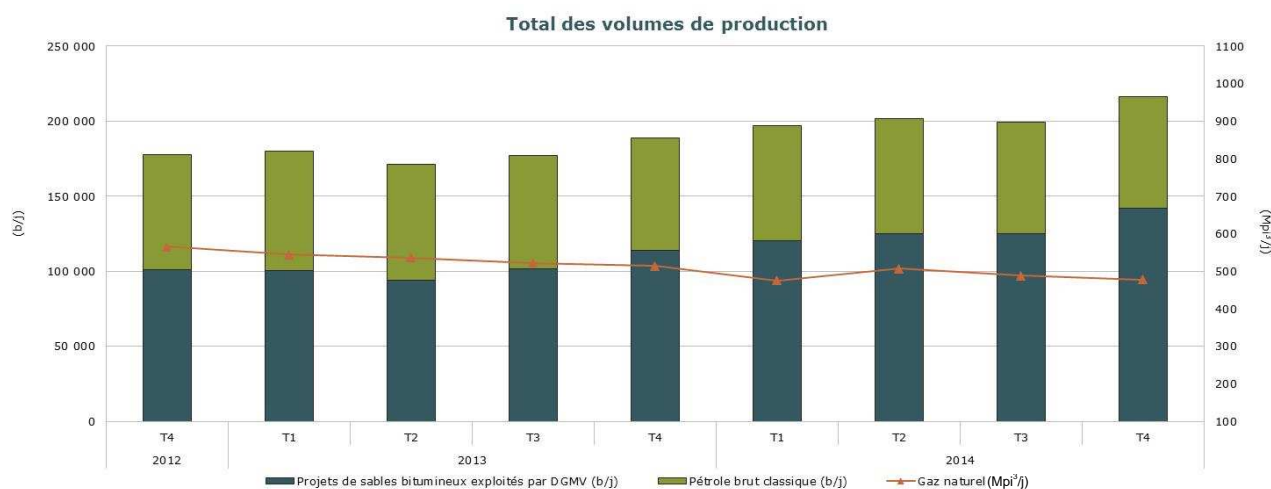
Le résultat net a augmenté de 82 M\$, ou 12 %, et s'est établi à 744 M\$. La diminution du résultat d'exploitation mentionnée ci-dessus a été largement compensée par les gains latents liés à la gestion des risques comparativement à des pertes en 2013, les gains à la vente d'actifs non essentiels et une perte de change réalisée en 2013 en rapport avec l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise. L'augmentation du résultat net a été en partie annulée par des pertes de change autres que d'exploitation réalisées en hausse.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 3 051 M\$, en baisse de 6 %. Les dépenses du secteur Hydrocarbures classiques ont diminué surtout à Pelican Lake par suite de la décision prise par la société d'harmoniser les dépenses à une augmentation modérée de la production associée aux résultats du programme d'injection de polymères; leur diminution a été en partie compensée par l'accroissement des dépenses d'investissement à Christina Lake.



RÉSULTATS D'EXPLOITATION



Volumes de production de pétrole brut

(en barils par jour)

	2014	Variation	2013	Variation	2012
Sables bitumineux					
Foster Creek	59 172	11 %	53 190	(8) %	57 833
Christina Lake	69 023	40 %	49 310	55 %	31 903
	128 195	25 %	102 500	14 %	89 736
Hydrocarbures classiques					
Pelican Lake	24 924	3 %	24 254	8 %	22 552
Pétrole lourd (autre)	14 622	(9) %	15 991	- %	16 015
Total pour le pétrole lourd	39 546	(2) %	40 245	4 %	38 567
Pétrole moyen et léger	34 531	(3) %	35 467	(2) %	36 071
LGN ¹⁾	1 221	15 %	1 063	3 %	1 029
	75 298	(2) %	76 775	1 %	75 667
Total de la production de pétrole brut	203 493	14 %	179 275	8 %	165 403

1) Les LGN comprennent les volumes de condensats.

La production à Christina Lake a augmenté considérablement en 2014 du fait que la phase E a atteint la capacité nominale au deuxième trimestre de 2014, que le rendement des installations de la société s'est accru et que le rendement des réservoirs a augmenté grâce à la solide performance des puits de base et à la baisse du ratio d'injection de vapeur. La révision prévue au calendrier de 2014 pour les phases A et B a été exécutée avec succès au deuxième trimestre; son incidence sur la production a été minimale, car les volumes pendant cette période ont été traités par l'usine des phases C, D et E.

La production à Foster Creek a augmenté par suite de l'amélioration du rendement des installations de la société, des efforts d'optimisation et de la production accrue provenant des puits forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC}. En 2014, la société a amélioré les instruments de fonds de puits, la distribution de vapeur pour l'ensemble du champ et le déplacement de la vapeur le long des puits individuels. De plus, le rendement s'est accru du fait que la société a réglé les retards en matière de maintenance des puits qui entravaient les résultats en 2013 et qu'elle a continué de s'affairer aux travaux préventifs et à la surveillance souterraine. En septembre 2014, la production a commencé à la phase F; la société prévoit que cette phase atteindra sa capacité nominale d'ici 18 mois environ. La révision prévue en 2014, qui était de moins grande envergure que celle prévue de 2013, a eu une incidence minimale sur la production.

Au total, la production de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques a légèrement diminué en 2014. En effet, l'accroissement de la production par suite de la bonne performance des puits horizontaux du sud de l'Alberta et la production un peu plus élevée à Pelican Lake ont été plus qu'annulés par les baisses normales de rendement prévues et la vente de biens non essentiels. La production à Pelican Lake a été supérieure grâce aux meilleurs résultats du programme d'injection de polymères et à la mise en service de nouveaux puits intercalaires, facteurs en partie annulés par une révision prévue au calendrier.

Volumes de production de gaz naturel

(en Mpi³ par jour)

	2014	2013	2012
Hydrocarbures classiques	466	508	564
Sables bitumineux	22	21	30
	488	529	594

En 2014, la production de gaz naturel a diminué comme prévu. La société a continué d'affecter ses investissements dans ce secteur en priorité aux projets à rendement élevé et de consacrer la plus grande partie de ses dépenses d'investissement totales aux biens pétroliers.

Prix nets opérationnels

	Pétrole brut ¹⁾ (\$/baril)			Gaz naturel (\$/kpi ³)		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Prix ²⁾	71,35	67,01	65,79	4,37	3,20	2,42
Redevances	6,18	5,01	6,29	0,08	0,04	0,03
Transport et fluidification ^{2), 3)}	2,98	3,12	2,65	0,12	0,11	0,10
Charges d'exploitation	15,59	15,65	13,90	1,23	1,16	1,10
Taxes sur la production et impôts miniers	0,50	0,48	0,56	0,05	0,02	0,01
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	46,10	42,75	42,39	2,89	1,87	1,18
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	0,50	1,09	1,39	0,04	0,32	1,14
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	46,60	43,84	43,78	2,93	2,19	2,32

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 30,49 \$ le baril (28,33 \$ le baril en 2013 et 26,72 \$ le baril en 2012).

3) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits. Aucune réduction de valeur des stocks de produits n'a été comptabilisée en 2013 et en 2012. Pour plus de détails, se reporter aux rubriques « Sables bitumineux » et « Hydrocarbures classiques » de la section « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

En 2014, 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 3,35 \$ le baril surtout grâce à la hausse des prix de vente, qui était conforme à l'augmentation des prix de référence du Western Canadian Select (« WCS ») et du Christina Dilbit Blend (« CDB »), et à la dépréciation du dollar canadien. L'affaiblissement du dollar canadien en 2014 a eu un effet positif d'environ 5 \$ sur le prix du baril de pétrole brut de la société, selon le taux de change au 31 décembre 2014. 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 1,02 \$ le kpi³, surtout grâce à la hausse des prix de vente, elle-même conforme à l'augmentation du prix de référence AECO.

Raffinage¹⁾

	2014	Variation	2013	Variation	2012
Production de pétrole brut (kb/j)	423	(4) %	442	7 %	412
Pétrole lourd	199	(10) %	222	12 %	198
Produits raffinés (kb/j)	445	(4) %	463	7 %	433
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	92	(5) %	97	6 %	91

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

En 2014, les volumes de pétrole brut traités et la production de produits raffinés ont diminué à cause de l'interruption de service non planifiée survenue à une unité de cokéfaction de la raffinerie Borger et de la révision prévue à celle de Wood River. En 2013, l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur à la raffinerie de Wood River avait aussi nui aux volumes traités, mais dans des proportions moindres.

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 2014	T4 2013	2014	2013	2012
Prix du pétrole brut (\$ US/b)					
Brent					
Moyenne	76,98	109,35	99,51	108,76	111,70
Fin de la période	57,33	110,80	57,33	110,80	111,11
WTI					
Moyenne	73,15	97,46	93,00	97,97	94,20
Fin de la période	53,27	98,42	53,27	98,42	91,82
Écart moyen des contrats à terme normalisés sur le Brent/WTI	3,83	11,89	6,51	10,79	17,50
WCS²⁾					
Moyenne	58,91	65,26	73,60	72,77	73,17
Fin de la période	37,59	74,80	37,59	74,80	59,16
Écart moyen WTI/WCS	14,24	32,20	19,40	25,20	21,03
Condensats (C5 à Edmonton)					
Moyenne	70,57	94,22	92,95	101,69	100,93
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	2,58	3,24	0,05	(3,72)	(6,73)
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	(11,66)	(28,96)	(19,35)	(28,92)	(27,76)
Moyenne des prix des produits raffinés (\$ US/b)					
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	81,26	103,52	107,40	116,35	119,58
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	101,48	121,98	117,55	126,31	126,58
Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries (\$ US/b)					
Chicago	14,60	12,29	17,61	21,77	27,76
Groupe 3	13,28	10,66	16,27	20,80	28,56
Moyenne des prix du gaz naturel					
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	4,01	3,15	4,42	3,17	2,41
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³)	4,00	3,60	4,42	3,65	2,79
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/kpi ³)	0,44	0,59	0,40	0,58	0,38
Taux de change (\$ US/\$ CA)					
Moyenne	0,881	0,953	0,905	0,971	1,001

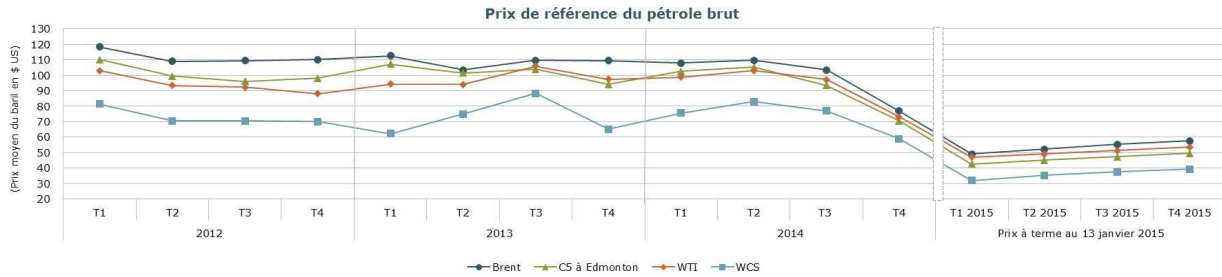
1) Ces prix de référence ne sont pas le reflet des prix de vente réalisés par la société. Pour obtenir les prix de vente réalisés moyens et les résultats de la gestion des risques de la société, se reporter au tableau des prix nets opérationnels de la rubrique « Résultats d'exploitation » du présent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

2) Le prix de référence moyen du WCS en dollars canadiens s'est chiffré à 81,33 \$ le baril en 2014 (74,94 \$ le baril en 2013; 73,10 \$ le baril en 2012) et le prix de référence moyen du WCS s'est chiffré à 66,87 \$ le baril au quatrième trimestre (68,48 \$ le baril au quatrième trimestre de 2013).

Prix de référence – pétrole brut

Au quatrième trimestre de 2014, les prix de référence du pétrole brut et des produits raffinés ont considérablement diminué. Les prix de référence de clôture du Brent, du WTI et du WCS au 31 décembre 2014 avaient diminué de 39 %, de 42 % et de 50 %, respectivement, par rapport au 30 septembre 2014. De plus, les prix de clôture moyens des produits raffinés et les marges de craquage 3-2-1 avaient reculé de 47 % et de 87 %, respectivement, au 31 décembre 2014 par rapport au 30 septembre 2014.

Au quatrième trimestre de 2014, ces baisses étaient principalement imputables au ralentissement de la conjoncture économique partout dans le monde, sauf aux États-Unis, jumelé à la solide croissance de l'offre de pétrole brut en Amérique du Nord et au retour inattendu de l'offre libyenne de brut. De plus, l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») a décidé de maintenir son offre de pétrole brut à son niveau actuel. Cette décision de l'OPEP indique que l'organisation souhaite protéger sa part de marché plutôt qu'assurer la stabilité des prix. La société prévoit que la volatilité des prix du pétrole brut durera et que les prix resteront assez bas en 2015, comme l'indique le graphique suivant. Se reporter à la section « Perspectives » du présent rapport de gestion pour connaître les prévisions de la société à l'égard des prix des marchandises pour les 12 prochains mois.



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 prix des produits raffinés intérieurs. En 2014, le prix moyen du pétrole brut Brent a diminué de 9,25 \$ US le baril (9 %). Au troisième trimestre de 2014, les prix du brut Brent ont commencé à fléchir à cause du ralentissement des conditions économiques partout dans le monde, sauf aux États-Unis, qui a affaibli la demande de pétrole brut, de même que de la croissance vigoureuse de l'offre de pétrole brut en Amérique du Nord, ce qui a créé un déséquilibre mondial entre l'offre et la demande. Au quatrième trimestre de 2014, le déséquilibre s'est accentué par suite de la décision prise par l'OPEP de maintenir son niveau de production de pétrole brut qui a entraîné le recul persistant des prix du pétrole brut Brent.

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'écart moyen entre le WTI et le Brent s'est amoindri de 4,28 \$ US le baril (40 %) en 2014, 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 l'intense congestion qui s'était créée au premier semestre de 2013.

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 rétréci de 5,80 \$ US le baril (23 %) principalement à cause de la capacité ajoutée aux pipelines existants ainsi que de la performance accrue du réseau pipelinier servant à exporter le pétrole brut vers les raffineries des États-Unis. L'accroissement de la capacité de transport ferroviaire a contribué à alléger la congestion en procurant un accès à des marchés de raffinage de pétrole lourd existants et à de nouveaux marchés américains. Par ailleurs, la demande de pétrole brut lourd s'est accrue, car de nouvelles installations de cokéfaction ont été mises en service dans la région de Chicago au début de l'exercice, et leur capacité de production augmente sans cesse.

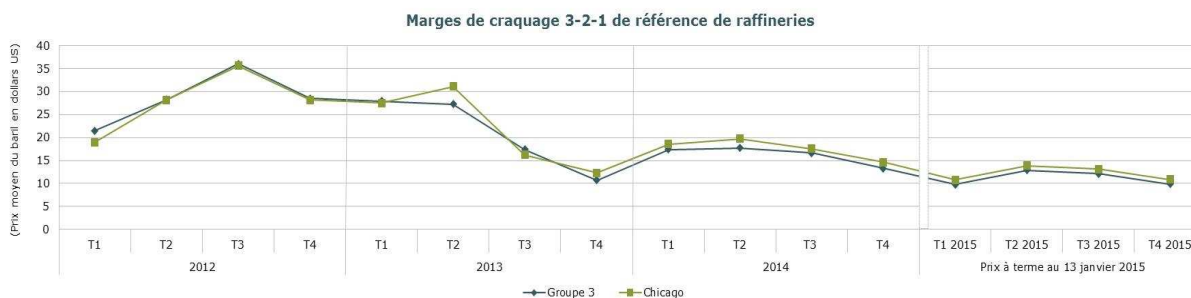
La fluidification du bitume et du pétrole lourd au moyen de condensats permet le transport de la production de Cenovus au moyen de pipelines. Les ratios de fluidification de la société varient de 10 % à 33 % environ. L'écart WCS-condensats est un point de référence important, car lorsque cet écart diminue, la récupération du coût d'achat des condensats augmente généralement pour chaque baril de pétrole brut fluidifié vendu. Comme l'offre de condensats, en Alberta, ne suffit pas à la demande, les prix des condensats à Edmonton sont tributaires des prix des condensats sur la côte américaine du golfe du Mexique, auxquels s'ajoute la valeur attribuée au transport des condensats jusqu'à Edmonton. Comparativement à 2013, l'écart moyen WTI-condensats a diminué de 3,77 \$ US le baril, car l'accroissement de la capacité des pipelines reliant la côte américaine du golfe du Mexique à l'Ouest canadien a eu pour effet de réduire le coût d'importation des condensats. Enfin, l'écart moyen WCS-condensats s'est rétréci de 9,57 \$ US le baril surtout grâce à l'amélioration de l'infrastructure de transport tant pour les importations de condensats en Alberta que pour les exportations de pétrole lourd vers le marché.

Prix de référence – raffinage

Les prix de référence que sont le prix de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et le prix du diesel à très faible teneur en soufre à Chicago sont représentatifs des prix des produits raffinés sur le marché intérieur et servent à calculer la marge de craquage 3-2-1 à Chicago. 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 prix moyens des produits raffinés intérieurs ont reculé en 2014 à cause de la faiblesse des prix mondiaux du pétrole brut. Les marges de craquage moyennes intérieures ont chuté par rapport à 2013 à cause du rétrécissement de l'écart entre le Brent et le WTI.

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, le délai entre l'achat et la livraison du pétrole brut et le coût de la charge d'alimentation qui est évalué selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.



Autres prix de référence

En 2014, les prix moyens du gaz naturel ont augmenté en raison des températures hivernales anormalement basses, qui ont occasionné de vastes ponctions sur les stocks de gaz naturel et entraîné la nécessité de reconstituer les stocks au moyen d'injections plus importantes que d'ordinaire.

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 2014, le dollar canadien s'est incliné de 0,07 \$ devant le dollar américain, en raison de la baisse des prix des marchandises et de la hausse plus rapide des taux d'intérêt aux États-Unis qu'au Canada par suite de l'amélioration de l'économie américaine. La baisse de 7 % du dollar canadien en 2014 par rapport à 2013 a eu une incidence positive de quelque 1,5 G\$ sur les produits des activités ordinaires de la société, au taux de change en vigueur au 31 décembre 2014.

RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats financiers consolidés

Les principales mesures de performance sont analysées en détail dans les paragraphes qui suivent.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2014	Variation	2013	Variation	2012
Produits des activités ordinaires	19 642	5 %	18 657	11 %	16 842
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation¹⁾	4 158	(7) %	4 468	- %	4 451
Flux de trésorerie¹⁾	3 479	(4) %	3 609	(1) %	3 643
- dilués par action	4,59	(4) %	4,76	(1) %	4,80
Résultat d'exploitation¹⁾	633	(46) %	1 171	35 %	868
- dilué par action	0,84	(46) %	1,55	36 %	1,14
Résultat net	744	12 %	662	(33) %	995
- de base par action	0,98	11 %	0,88	(33) %	1,32
- dilué par action	0,98	13 %	0,87	(34) %	1,31
Total de l'actif	24 695	(2) %	25 224	4 %	24 216
Total des passifs financiers à long terme²⁾	5 484	(10) %	6 113	- %	6 128
Dépenses d'investissement³⁾	3 051	(6) %	3 262	(3) %	3 368
Dividendes en numéraire	805	10 %	732	10 %	665
- par action	1,0648	10 %	0,968	10 %	0,88

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

2) 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.

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

Produits des activités ordinaires

En 2014, les produits des activités ordinaires ont augmenté de 985 M\$, soit 5 %, par rapport à 2013 surtout grâce à un accroissement des produits en amont, qui regroupent les secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques.

(en millions de dollars)	2014 c. 2013	2013 c. 2012
Produits des activités ordinaires de l'exercice comparatif	18 657	16 842
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :		
Sables bitumineux	1 020	610
Hydrocarbures classiques	220	177
Raffinage et commercialisation	(48)	1 350
Activités non sectorielles et éliminations	(207)	(322)
Produits des activités ordinaires à la fin de l'exercice	19 642	18 657

En 2014, les produits en amont ont crû de 19 %, du fait surtout de l'augmentation des volumes de vente du pétrole brut fluidifié et de la hausse des prix de vente du pétrole brut fluidifié et du gaz naturel, facteurs qui ont été annulés en partie par un accroissement des redevances.

Les produits du secteur Raffinage et commercialisation de la société ont diminué légèrement, car la hausse de 19 % des produits des activités de commercialisation a été annulée par le recul de 5 % des produits des activités ordinaires des raffineries. Les produits tirés des ventes à des tiers effectuées par le groupe de commercialisation ont augmenté sous l'effet essentiellement de la hausse des volumes de brut et de gaz naturel achetés et de l'augmentation des prix de vente du gaz naturel. Les produits des activités ordinaires des raffineries ont diminué par suite du repli des prix des produits raffinés cadrant avec le recul du prix de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et du prix du diesel à très faible teneur en soufre à Chicago et d'une réduction des volumes de production de ces produits, facteurs qui ont été compensés en partie par la dépréciation du dollar canadien.

Enfin, les produits tirés du secteur Activités non sectorielles et éliminations se rapportent aux ventes et aux produits d'exploitation 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.

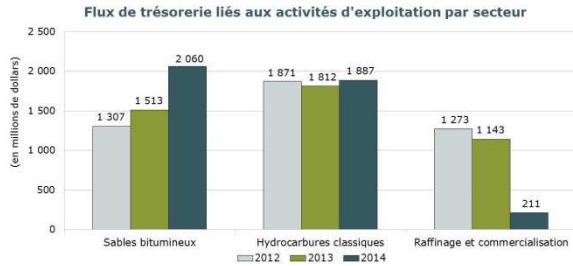
Les produits des activités ordinaires de 2013 étaient supérieurs à ceux de 2012 grâce essentiellement aux produits des activités ordinaires des raffineries. Les hausses étaient attribuables à une augmentation de la production de produits raffinés et à la dépréciation du dollar canadien. Du côté des activités en amont, les produits s'étaient accrues en raison de l'accroissement des volumes de vente de pétrole brut fluidifié et de l'augmentation des prix de vente du gaz naturel et du pétrole brut fluidifié.

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 d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation 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 d'exploitation correspondent aux produits des activités ordinaires, déduction faite des produits achetés, des frais de transport et de fluidification, des charges d'exploitation 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 d'exploitation.

(en millions de dollars)	2014	2013	2012
Produits des activités ordinaires	20 454	19 262	17 125
(Ajouter) déduire :			
Produits achetés	11 767	11 004	9 506
Frais de transport et de fluidification	2 477	2 074	1 798
Charges d'exploitation	2 072	1 803	1 669
Taxe sur la production et impôts miniers	46	35	37
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(66)	(122)	(336)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 158	4 468	4 451



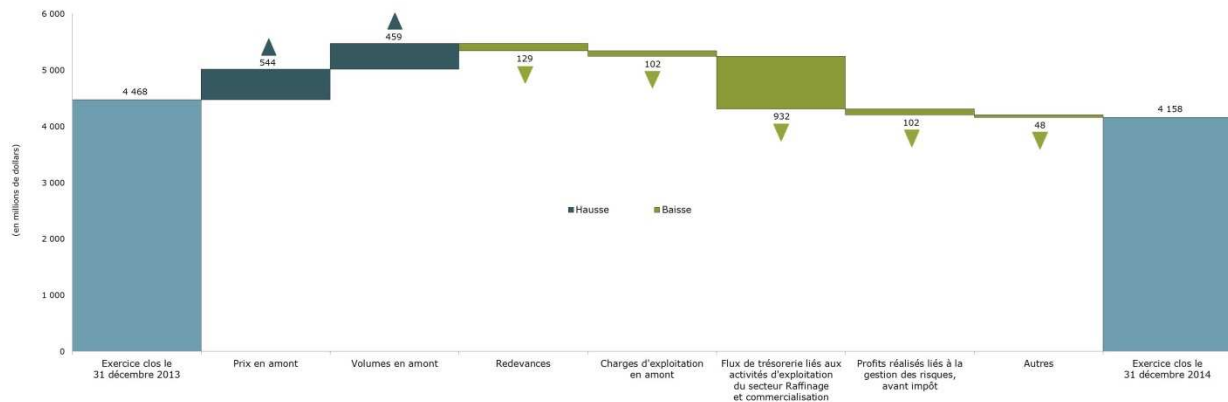
En 2014, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont totalisé 4 158 M\$, soit une baisse de 7 % par rapport à 2013. Comme l'illustre le graphique ci-dessous, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la société ont diminué de 310 M\$ par rapport à 2013, essentiellement en raison des facteurs suivants :

- le recul des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation par suite de la diminution des marges de craquage moyennes, de la hausse des coûts du pétrole brut lourd alimentant les raffineries par rapport au WTI, de l'augmentation des charges d'exploitation, d'une réduction de valeur des stocks et de la réduction de la production de produits raffinés. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation ont aussi subi les répercussions de la brusque chute des prix au quatrième trimestre à cause du délai entre l'achat du pétrole brut à bas prix pour alimenter les raffineries et le traitement de ce brut par les raffineries de la société, ainsi que de l'évaluation des coûts de la charge d'alimentation selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti;
- l'augmentation des redevances causée par la hausse des prix de vente et des volumes de pétrole brut;
- une hausse des charges d'exploitation liées au pétrole brut, causée en partie par l'accroissement de la production de pétrole brut. Les charges d'exploitation liées au pétrole brut ont diminué de 0,06 \$ le baril pour s'établir à 15,59 \$ le baril;
- des profits réalisés liés à la gestion des risques, avant impôt, compte non tenu du secteur Raffinage et commercialisation, de 39 M\$ comparativement à 141 M\$ en 2013.

Ces diminutions ont été en partie compensées par les facteurs suivants :

- une augmentation de 6 % du prix de vente moyen du brut de la société, qui a atteint 71,35 \$ le baril, et une hausse de 37 % du prix de vente moyen du gaz naturel, qui s'est élevé à 4,37 \$ le kpi³;
- un accroissement de 12 % des volumes de vente de pétrole brut de la société.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



D'autres détails sur les facteurs expliquant la variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation 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 d'exploitation, 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)	2014	2013	2012
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 526	3 539	3 420
(Ajouter) déduire :			
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(135)	(120)	(113)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	182	50	(110)
Flux de trésorerie	3 479	3 609	3 643

En 2014, les flux de trésorerie ont diminué de 130 M\$ principalement à cause des facteurs suivants :

- la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, dont il est question plus haut;
- la baisse des produits d'intérêts par suite de l'encaissement en décembre 2013 du capital résiduel et des intérêts courus aux termes de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise.

Les diminutions des flux de trésorerie ont été en partie annulées par les facteurs suivants :

- la diminution des charges financières par suite du règlement anticipé de l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise au premier trimestre de 2014 et de la prime payée au remboursement anticipé des billets non garantis de premier rang au troisième trimestre de 2013;
- la diminution de la charge d'impôt exigible, qui s'explique essentiellement par un ajustement favorable se rapportant à des exercices précédents et à une diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation dégagés aux États-Unis, en partie contrebalancée par l'augmentation du bénéfice imposable dégagé au Canada;
- une charge préalable à la prospection de 64 M\$ comptabilisée en 2013.

Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est une mesure hors PCGR qui, parce qu'elle élimine les éléments hors exploitation, permet d'assurer la comparabilité de la performance financière sous-jacente de la société d'une période à l'autre. Le résultat d'exploitation correspond au résultat avant impôt, compte non tenu du profit ou de la perte sur les activités abandonnées, du profit au titre d'un achat avantageux, 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, des profits (pertes) de change au règlement d'opérations intersociétés, des profits (pertes) à la sortie d'actifs et de la perte de change réalisée à l'encaissement anticipé de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise décrit ci-dessous, déduction faite de l'impôt sur le résultat d'exploitation.

En décembre 2013, le partenaire de Cenovus a exercé le droit que lui conférait 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. Cette opération s'est traduite par la concrétisation d'une perte de change réalisée causée par l'appréciation du dollar canadien par rapport à la date à laquelle l'effet avait été émis. Cette perte de change réalisée n'est pas incluse dans le calcul du résultat d'exploitation, car elle ne reflète pas les activités courantes de Cenovus.

(en millions de dollars)	2014	2013	2012
Résultat, avant impôt	1 195	1 094	1 778
Ajouter (déduire)			
(Profits) pertes latents liés à la gestion des risques ¹⁾	(596)	415	(57)
(Profits) pertes de change latents autres que d'exploitation ²⁾	458	52	(84)
Perte de change réalisée à l'encaissement anticipé de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise	-	146	-
(Profits) pertes à la sortie d'actifs	(156)	1	-
Résultat d'exploitation, avant impôt	901	1 708	1 637
Charge d'impôt sur le résultat	268	537	769
Résultat d'exploitation	633	1 171	868

1) Tiennent compte de la reprise de (profits) pertes latents comptabilisés au cours de périodes antérieures.

2) Comprennent les (profits) pertes de change latents 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 et les (profits) pertes de change au règlement d'opérations intersociétés.

En 2014, la diminution de 538 M\$ du résultat d'exploitation est imputable à :

- la diminution des flux de trésorerie dont il est fait mention plus haut;
- la perte de valeur de 497 M\$ du goodwill associée au bien de Pelican Lake faisant partie de l'unité génératrice de trésorerie Nord de l'Alberta;
- une augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement causée surtout par l'accroissement des taux d'amortissement et d'épuisement des biens de sables bitumineux de la société, la hausse des volumes de vente et la dépréciation de 65 M\$ des immobilisations corporelles;
- un accroissement de la charge de prospection se rapportant surtout à certains biens de prospection de pétrole avare ne satisfaisant pas aux exigences de faisabilité technique et de viabilité commerciale.

Ces diminutions ont été en partie compensées par la réduction de l'impôt différé découlant essentiellement d'une réduction de l'utilisation de pertes fiscales aux États-Unis par suite d'un recul des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en 2014. La perte de valeur du goodwill ne peut être déduite à des fins fiscales.

Résultat net

(en millions de dollars)	2014 c. 2013	2013 c. 2012
Résultat net de l'exercice comparatif	662	995
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹⁾	(310)	17
Activités non sectorielles et éliminations		
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques	1 011	(472)
Profits (pertes) de change latents	(371)	(110)
Profits (pertes) à la sortie d'actifs	157	(1)
Charges ²⁾	196	(217)
Amortissement et épuisement	(113)	(248)
Perte de valeur du goodwill	(497)	393
Coûts de prospection	28	(46)
Charge d'impôt sur le résultat	(19)	351
Résultat net à la fin de l'exercice	744	662

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

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

Le résultat net a augmenté de 12 % en 2014, principalement grâce aux facteurs suivants :

- des profits latents liés à la gestion des risques de 596 M\$, avant impôt (pertes latentes liées à la gestion des risques de 415 M\$ avant impôt en 2013);
- un gain de 156 M\$ à la vente d'actifs non essentiels;
- l'absence d'une perte de change réalisée en 2014 se rapportant à l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise. En 2013, la société avait comptabilisé une perte de change réalisée de 146 M\$ découlant de l'encaissement du capital résiduel de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise décrit plus haut.

Les augmentations du résultat net ont été en partie annulées par les facteurs suivants :

- une diminution de 538 M\$ du résultat d'exploitation décrite plus haut;
- une perte de change latente autre que d'exploitation de 458 M\$ (perte de 52 M\$ en 2013).

Le résultat net avait diminué de 333 M\$ en 2013 par rapport à 2012, principalement à cause de la comptabilisation en 2013 de pertes latentes liées à la gestion des risques comparativement à des profits en 2012 ainsi que d'une augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement, facteurs qui avaient été compensés en partie par l'absence de perte de valeur du goodwill en 2013, alors qu'en 2012 une perte de valeur de 393 M\$ du goodwill avait été comptabilisée dans le secteur Hydrocarbures classiques.

Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	2014	2013	2012
Sables bitumineux	1 986	1 885	1 697
Hydrocarbures classiques	840	1 189	1 362
Raffinage et commercialisation	163	107	118
Activités non sectorielles et éliminations	62	81	191
Dépenses d'investissement	3 051	3 262	3 368
Acquisitions	18	32	114
Sorties d'actifs	(277)	(283)	(76)
Dépenses d'investissement, montant net¹⁾	2 792	3 011	3 406

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

En 2014, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont visé essentiellement les phases d'expansion de Foster Creek et de Christina Lake et la construction de la phase A de Narrows Lake. Les dépenses d'investissement comprennent le forage de 320 puits de forage stratigraphique bruts.

Les dépenses d'investissement de 2014 du secteur Hydrocarbures classiques ont été axées surtout sur la mise en valeur du pétrole avare, les travaux consacrés aux installations et l'ajout d'emplacements de forage intercalaire à Pelican Lake. Cenovus continue d'affecter ses dépenses consacrées au gaz naturel à un petit nombre d'occasions à rendement élevé.

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

Les dépenses comprennent également les sommes accordées au développement de technologies, dont les équipes font partie intégrante des activités de la société. La stratégie d'innovation et de développement des technologies est cruciale pour la société, car elle lui permet de limiter son empreinte écologique 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 de réduire éventuellement les coûts, d'améliorer les techniques de récupération employées pour atteindre le pétrole brut et le gaz naturel et d'améliorer les procédés de raffinage. En 2014, les dépenses d'investissement de la société comprenaient une somme de 101 M\$ consacrée aux activités de développement des technologies.

Les dépenses d'investissement du secteur Activités non sectorielles et éliminations comprennent aussi les sommes consacrées aux actifs non sectoriels, comme le matériel informatique, les améliorations locatives et le mobilier de bureau.

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

Dans le cadre de son plan d'affaires, la société recherche des occasions de gérer son portefeuille dans des domaines où elle peut mettre en application ses compétences de base dans la mise en valeur de pétrole brut.

Les sorties d'actifs de 2014 se rapportaient principalement à la vente de certains biens de Bakken de la société dans le sud-est de la Saskatchewan et à la vente de certains de ses biens de Wainwright, en Alberta, pour un produit net de 269 M\$. En 2013, les sorties d'actifs incluaient essentiellement la vente du bien de Lower Shaunavon pour un produit net de 241 M\$.

En 2014 et en 2013, la société n'a procédé à aucune acquisition importante.

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 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.

L'approche de répartition des capitaux de la société 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. La société prévoit qu'elle conservera une cote de crédit élevée. En outre, elle continue d'évaluer les autres occasions d'affaires et financières qui s'offrent à elle, notamment pour dégager des flux de trésorerie de son portefeuille existant.

Les flux de trésorerie dégagés en interne par les activités de pétrole brut, de gaz naturel et de raffinage devraient financer une partie des besoins de trésorerie; le reste sera financé par l'utilisation prudente de la capacité d'emprunt et la gestion du portefeuille d'actifs. Pour en savoir plus sur le sujet, se reporter à la section « Situation de trésorerie et sources de financement ».

(en millions de dollars)

	2014	2013	2012
Flux de trésorerie ¹⁾	3 479	3 609	3 643
Dépenses d'investissement (capitaux engagés et capital-développement)	3 051	3 262	3 368
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	428	347	275
Dividendes versés	805	732	665
	(377)	(385)	(390)

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.



En janvier 2015, la société a examiné son budget d'investissement pour 2015 afin de préserver les liquidités et de conserver la vigueur du bilan dans le contexte actuel de bas prix du brut. Elle prévoit que ses dépenses d'investissement totaliseront entre 1,8 G\$ et 2,0 G\$ en 2015. Se reporter à la section « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion pour obtenir des détails ainsi qu'au communiqué de presse daté du 28 janvier 2015 qui présente le budget de 2015 révisé de la société. Ce communiqué de presse se trouve sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com, sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov.

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 Cenovus 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 avarié.

Raffinage et commercialisation, qui est responsable du transport et de la vente de pétrole brut et de son raffinage en produits pétroliers et chimiques dans deux raffineries situées aux États-Unis, que Cenovus détient conjointement avec l'exploitant, Phillips 66, société ouverte américaine non apparentée. Ce secteur coordonne les activités de commercialisation et de transport de Cenovus visant à optimiser la gamme de produits, les points de livraison, les engagements de transport et 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 financement et de recherche. Lorsqu'un instrument financier est réglé, le profit réalisé (ou la perte réalisée) est comptabilisé dans le secteur d'exploitation auquel se rapporte l'instrument dérivé. Les éliminations sont liées aux ventes, au résultat d'exploitation et aux achats intersectoriels de produits qui sont constatés aux prix de cession interne en fonction des prix du marché courants, ainsi qu'au résultat intersectoriel non réalisé sur les stocks.



Produits des activités ordinaires par secteur à présenter

(en millions de dollars)

	2014	2013	2012
Sables bitumineux	4 800	3 780	3 170
Hydrocarbures classiques	2 996	2 776	2 599
Raffinage et commercialisation	12 658	12 706	11 356
Activités non sectorielles et éliminations	(812)	(605)	(283)
	19 642	18 657	16 842

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 de mise en valeur, notamment ses projets détenus à 100 % de Telephone Lake et de 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 2014 par rapport à 2013, les principaux événements qui ont eu une incidence sur le secteur Sables bitumineux sont les suivants :

- la production de Christina Lake s'est accrue de 40 % et a atteint 69 023 barils par jour en moyenne, la phase E ayant atteint sa capacité nominale au deuxième trimestre de 2014, le rendement des installations s'étant amélioré et le rendement des réservoirs s'étant accru grâce à la solide performance des puits de base et à la réduction du ratio d'injection de vapeur;
- la production de la phase F a été entamée au troisième trimestre de 2014 à Foster Creek; cette phase devrait atteindre sa capacité nominale d'ici 18 mois environ;
- la production moyenne s'est établie à 59 172 barils par jour à Foster Creek, surtout grâce à l'amélioration du rendement des installations, aux efforts d'optimisation et à l'accroissement de la production provenant des puits forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC};
- la révision prévue au calendrier pour les phases A et B de Christina Lake et pour Foster Creek a été exécutée avec succès; son incidence sur la production a été minimale. En effet, les volumes de production de Christina Lake ont été traités par l'usine des phases C, D et E et la révision prévue à Foster Lake a été de moins grande envergure que la grande révision effectuée en 2013;
- la société a reçu les autorisations des organismes de réglementation à l'égard de la phase J de Foster Creek, d'une capacité de 50 000 barils bruts par jour; d'une exploitation par DGMV d'une capacité de 180 000 barils bruts par jour au projet de Grand Rapids; et d'un projet d'exploitation par DGMV d'une capacité de 90 000 barils bruts par jour à Telephone Lake;
- la société a obtenu l'autorisation des organismes de réglementation à l'endroit de l'expansion de la zone de Foster Creek mise en valeur.

Sables bitumineux – pétrole brut

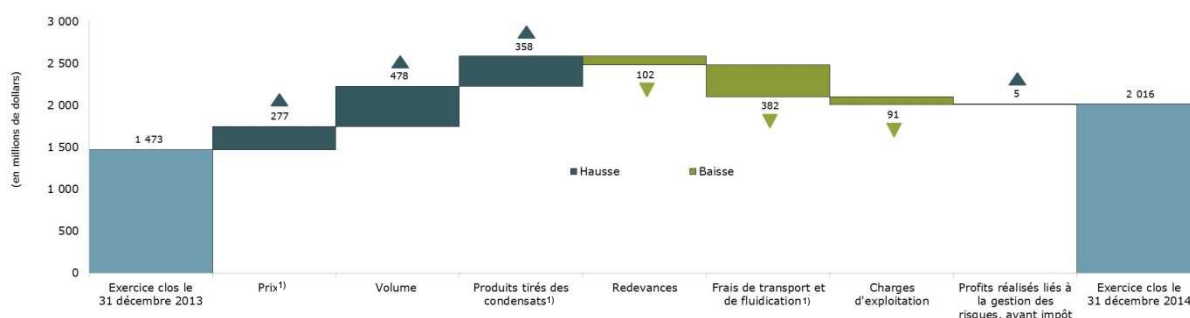
Résultats financiers et unitaires

	2014		2013		2012	
(en millions de dollars, sauf indication contraire ¹⁾)	\$ par part		\$ par part		\$ par part	
Chiffre d'affaires brut	4 963	109	3 850	103	3 307	102
Déduire : redevances	233	5	131	4	186	6
Produits des activités ordinaires	4 730	104	3 719	99	3 121	96
Charges						
Transport et fluidification	2 130	47	1 748	47	1 499	46
Activités d'exploitation	622	14	531	14	401	12
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(38)	(1)	(33)	(1)	(46)	(1)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 016	44	1 473	39	1 267	39
Dépenses d'investissement	1 980		1 880		1 689	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation déduction faite des dépenses d'investissement connexes	36		(407)		(422)	

1) Les valeurs unitaires sont calculées en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification.

En 2013 et en 2012, l'excédent des dépenses d'investissement par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation était financé par les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation provenant des activités des secteurs Hydrocarbures classiques et Raffinage et commercialisation.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



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 2014, le prix de vente moyen du pétrole brut tiré des sables bitumineux s'est situé à 65,18 \$ le baril (compte non tenu des opérations de couverture financière), soit 10 % de plus qu'en 2013. Cette augmentation cadre avec la hausse des prix de référence WCS et CDB, et la dépréciation du dollar canadien. L'écart entre le WCS et le CDB s'est contracté de 38 % et s'est chiffré à un escompte de 3,94 \$ US le baril (escompte de 6,33 \$ US le baril en 2013), principalement grâce à un meilleur accès aux raffineries capables de traiter du pétrole brut lourd par suite de l'amélioration de l'accès par pipeline à la côte américaine du golfe du Mexique et de la capacité accrue de transport ferroviaire. En 2014, 59 266 barils par jour de la production à Christina Lake ont été vendus à titre de CDB (42 664 barils par jour en 2013), le reste étant vendu à même le WCS. La production de Christina Lake, qu'elle soit offerte à titre de CDB ou incorporée au WCS et alors assujettie à une charge de péréquation liée à la qualité, se vend à escompte par rapport au WCS.

Volumes de production

(b/j)	2014	Variation	2013	Variation	2012
Foster Creek	59 172	11 %	53 190	(8) %	57 833
Christina Lake	69 023	40 %	49 310	55 %	31 903
	128 195	25 %	102 500	14 %	89 736

La production à Christina Lake a augmenté considérablement du fait que la phase E a atteint sa capacité de production nominale au cours du deuxième trimestre de 2014, que le rendement des installations de la société s'est accru et que le rendement des réservoirs a augmenté grâce à la solide performance des puits de base et à la baisse du ratio d'injection de vapeur. La révision partielle prévue au calendrier a été exécutée avec succès au deuxième trimestre de 2014; son incidence sur la production a été minimale, car les volumes pendant cette période ont été traités par l'usine des phases C, D et E. En 2013, une révision complète avait été effectuée comme prévu et avait réduit la production d'environ 1 900 barils par jour.

La production à Foster Creek a augmenté grâce à l'accroissement du rendement des installations de la société, aux efforts d'optimisation et à l'augmentation de la production des puits forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC}. En 2014, la société a amélioré les instruments de fonds de puits, la distribution de vapeur pour l'ensemble du champ et le déplacement de la vapeur le long des puits individuels. De plus, la société a réglé les retards en matière de maintenance des puits qui entravaient les résultats en 2013 et elle a continué de s'affairer aux travaux préventifs et à la surveillance souterraine. En septembre 2014, la production a commencé à la phase F; la société prévoit que cette phase atteindra sa capacité nominale d'ici 18 mois environ. La révision prévue en 2014, qui était de moins grande envergure que celle prévue de 2013, a eu une incidence minimale sur la production.

Condensats

Le bitume produit à l'heure actuelle par Cenovus doit être mélangé à des condensats qui en réduisent la consistance avant son transport par pipeline en vue de sa commercialisation. Les produits des activités ordinaires représentent la valeur totale du pétrole brut fluidifié vendu et tiennent compte de la valeur des condensats. Par suite du rétrécissement de l'écart WCS-condensats, la proportion du coût des condensats recouvré a donc augmenté en 2014 par rapport à 2013.

Redevances

Les redevances pour les projets de sables bitumineux de la société 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 en utilisant le prix de référence du WTI exprimé en équivalent de dollars canadiens. Le calcul des redevances varie d'un bien à l'autre.

À Foster Creek, qui est un projet ayant atteint le stade de récupération des coûts, les redevances sont établies d'après un calcul du taux annualisé fondé sur le plus élevé 1) des produits bruts multipliés par le taux de redevance applicable (entre 1 % et 9 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI) et 2) des profits nets du projet multipliés par le taux de redevance applicable (entre 25 % et 40 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI). Les produits bruts dépendent des volumes de vente et des prix de vente réalisés. Les profits nets sont tributaires des volumes de vente, des prix de vente réalisés et des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement autorisées.

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 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI) aux produits bruts du projet.

Taux de redevance réel

(en pourcentage)

	2014	2013	2012
Foster Creek	8,8	5,8	11,8
Christina Lake	7,5	6,8	6,2

Les redevances ont augmenté de 102 M\$ en 2014, principalement du fait que le calcul des redevances à Foster Creek a été effectué en fonction du résultat net, ce qui a donné un taux de redevance réel de 8,8 % en 2014, alors qu'en 2013, le calcul reposait sur les produits bruts (taux de redevance réel de 5,8 %), ainsi qu'en raison de l'accroissement des volumes de vente et des prix de vente réalisés.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 382 M\$, soit 22 %. La hausse des coûts liés à la fluidification est imputable surtout à l'accroissement des volumes de condensats, qui concorde avec l'augmentation de la production. En 2014, la société a comptabilisé une réduction de valeur de 6 M\$ de ses stocks de pétrole brut en canalisation, ce qui les ramène à leur valeur de réalisation, en raison du recul des prix du pétrole brut. Quant aux frais de transport, ils ont monté de 18 M\$, en raison de l'augmentation de la production et de l'accroissement des volumes expédiés par transport ferroviaire, facteurs qui ont été annulés en partie par la réduction des ventes sur le marché aux États-Unis, qui entraînent des frais plus élevés.

Charges d'exploitation

Les principaux éléments déterminants des charges d'exploitation de 2014 ont été le carburant, la main-d'œuvre et les reconditionnements. Au total, les charges d'exploitation unitaires ont augmenté de 91 M\$, mais les coûts ont diminué, passant à 13,66 \$ par baril, en raison surtout de l'accroissement de la production.

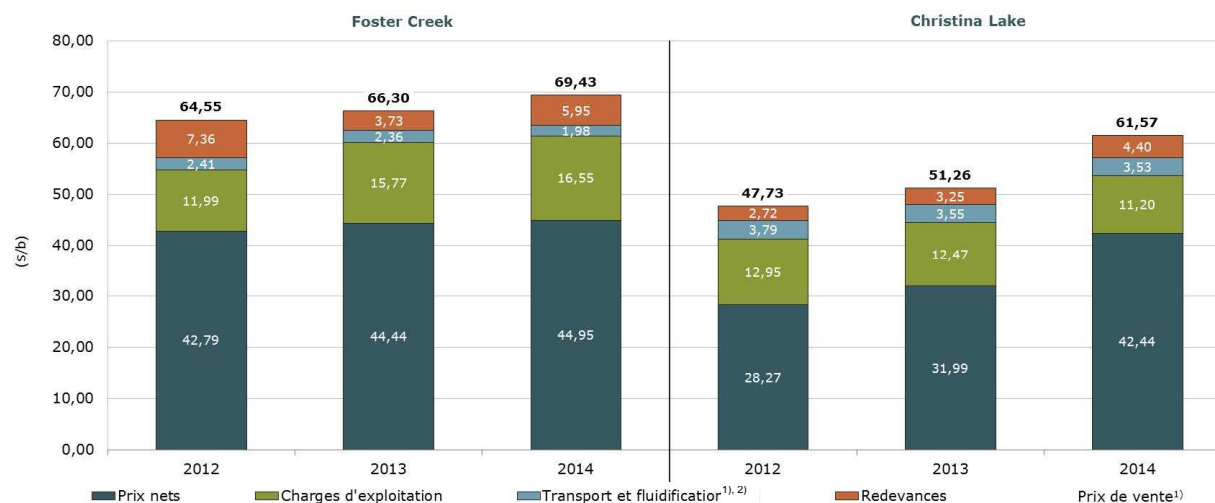
Charges d'exploitation unitaires

(b/i)	2014	Variation	2013	Variation	2012
Foster Creek					
Carburant	4,46	55 %	2,88	42 %	2,03
Autres coûts	12,09	(6) %	12,89	29 %	9,96
Total	16,55	5 %	15,77	32 %	11,99
Christina Lake					
Carburant	3,65	20 %	3,03	25 %	2,42
Autres coûts	7,55	(20) %	9,44	(10) %	10,53
Total	11,20	(10) %	12,47	(4) %	12,95
Total	13,66	(4) %	14,19	15 %	12,33

À Foster Creek, les coûts du carburant continuent d'avoir une incidence considérable sur les charges d'exploitation unitaires. Ils ont augmenté de 1,58 \$ par baril, ce qui s'explique par la montée du prix du gaz naturel et l'accroissement de la consommation de carburant découlant de la hausse du ratio d'injection de vapeur. Cette hausse du ratio d'injection de vapeur est imputable à la mise en production progressive de la phase F de Foster Creek. Les coûts autres que le carburant ont diminué de 0,80 \$ le baril, surtout en raison de l'accroissement de la production découlant du rendement accru des installations de la société.

À Christina Lake, le coût du carburant a augmenté de 0,62 \$ par baril par suite de la hausse du prix du gaz naturel, annulée en partie par une diminution de la consommation de carburant par baril. Les coûts autres que le carburant ont diminué de 1,89 \$ par baril, en raison principalement d'une augmentation de la production et d'une baisse des coûts de traitement des déchets et des liquides et des frais de transport par camion par suite des travaux effectués en vue d'optimiser les produits chimiques utilisés. Les diminutions de coûts ont été en partie contrebalancées par une intensification des activités de reconditionnement liées à l'entretien des puits.

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 42,01 \$ le baril en 2014 (42,41 \$ le baril en 2013 et 41,85 \$ le baril en 2012) pour Foster Creek et à 45,45 \$ le baril en 2014 (45,25 \$ le baril en 2013 et 45,83 \$ le baril en 2012) pour Christina Lake.

2) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits. Il n'y a eu aucune réduction de valeur des stocks en 2013 et en 2012.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques ont engendré des profits réalisés de 38 M\$ (profits réalisés de 33 M\$ en 2013), ce qui cadre avec le fait que les prix fixés par contrat de la société ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

Sables bitumineux – gaz naturel

Le secteur Sables bitumineux comprend les activités liées au gaz naturel détenues à 100 % par la société dans la région de l'Athabasca. Une partie de la production de gaz naturel tirée du bien situé en Athabasca sert de carburant à Foster Creek. La production de gaz naturel de la société pour 2014, déduction faite de cette consommation interne, s'est chiffrée à 22 Mpi³/j (21 Mpi³/j en 2013). Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 45 M\$ en 2014 (22 M\$ en 2013), augmentant surtout sous l'effet de la hausse des prix de vente réalisés pour le gaz naturel.

Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)

	2014	2013	2012
Foster Creek	796	797	735
Christina Lake	794	688	593
	1 590	1 485	1 328
Narrows Lake	175	152	44
Telephone Lake	112	93	138
Grand Rapids	63	39	65
Autres ¹⁾	46	116	122
Dépenses d'investissement²⁾	1 986	1 885	1 697

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 2014, à Foster Creek, les dépenses d'investissement ont visé surtout les phases d'expansion F, G et H, les travaux relatifs aux installations externes des phases G et H, le forage de puits de maintien, notamment à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC} de la société, et les projets d'amélioration opérationnelle. Les coûts liés à l'expansion des phases F, G et H ont monté plus que prévu en raison de changements apportés aux phases qui devraient, selon la société, se traduire par une fiabilité de l'usine et une efficacité de production plus grandes à long terme. Ces changements comprennent l'amélioration des systèmes de sécurité de l'usine, l'achèvement de la conception et l'intégration des modifications récentes de la réglementation. Les dépenses d'investissement sont restées relativement constantes d'un exercice à l'autre en raison des dépenses plus élevées consacrées aux installations externes, aux forages et aux conditionnements de puits et de paires de puits réalisés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC}; en revanche, les dépenses consacrées aux usines et aux projets d'amélioration opérationnelle ont diminué.

Toujours en 2014, à Christina Lake, les dépenses d'investissement ont porté surtout sur les phases d'expansion F et G, les travaux de construction des emplacements de puits et des installations de la phase E et les programmes de forage de puits de maintien, y compris à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC}. Les dépenses d'investissement ont augmenté par suite des programmes de forage de puits de maintien, y compris à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC}, et des travaux techniques, des approvisionnements et de la construction de l'usine des phases F et G; cette augmentation a été annulée en partie par la réduction des dépenses consacrées à la construction de l'usine de la phase E.

Les dépenses d'investissement ont augmenté à Narrows Lake, car les travaux techniques, les approvisionnements et la construction de l'usine de la phase A se sont poursuivis. Les investissements consentis relativement à la construction de l'usine de la phase A ont commencé au troisième trimestre de 2013.

Projets existants

En 2014, à Telephone Lake, les dépenses d'investissement ont visé surtout la conception préliminaire des installations centrales de traitement, le projet pilote d'évacuation d'eau et le forage de puits d'exploration stratigraphiques. Les dépenses d'investissement ont été plus élevées, car la société a été en mesure d'effectuer un programme d'été visant le forage de puits stratigraphiques grâce à son système de forage exclusif SkyStrat^{MC}, qui a porté sur des terrains acquis en 2014 qui jouxtent l'emplacement des installations centrales de traitement.

À Grand Rapids, les dépenses d'investissement de 2014 ont porté essentiellement sur le projet pilote et le forage de puits stratigraphiques. Les dépenses d'investissement ont augmenté à cause du démantèlement et de l'enlèvement des installations de Joslyn, que la société prévoit reconstruire à Grand Rapids, facteur qui a été en partie compensé par une baisse des coûts liés à la campagne hivernale de 2014 de la société.

Travaux de forage

	Puits de forage stratigraphique bruts ¹⁾			Puits productifs bruts ^{2), 3)}		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Foster Creek	165	112	141	63	56	28
Christina Lake	57	74	98	67	35	32
	222	186	239	130	91	60
Narrows Lake	22	26	42	-	-	-
Telephone Lake	45	28	29	-	-	-
Grand Rapids	10	3	62	-	-	1
Autres	21	96	96	-	-	-
	320	339	468	130	91	61

1) Compte tenu des puits forés à l'aide 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. En 2014, la société a foré 14 puits (24 puits en 2013; 15 puits en 2012).

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

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

4) En plus des forages susmentionnés, la société a foré trois puits de service bruts en 2014 (27 puits de service bruts en 2013; 34 puits de service bruts en 2012).

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.

Dépenses d'investissement futures

En raison de la faiblesse actuelle du prix du brut, la société a décidé de ralentir ses activités d'investissement en 2015 de manière à conserver ses liquidités et à préserver la vigueur de son bilan. Le lecteur peut aussi consulter le communiqué de presse daté du 28 janvier 2015 qui présente le budget révisé de 2015. Ce communiqué se trouve sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com, sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov. En outre, la société s'attend à voir des réductions de la demande de main-d'œuvre, de services et de matières qui pourraient se transformer pour la société en occasions d'amélioration de sa structure de coûts. Le budget d'investissement de la société comporte un certain degré de souplesse; par conséquent, la société continuera d'évaluer régulièrement ses plans d'investissement et d'y apporter des modifications, au besoin.

Projets existants

À Foster Creek, les phases A à F sont actuellement en production. La société s'attend à ce que les dépenses d'investissement se situent entre 550 M\$ et 600 M\$ en 2015; elle prévoit les consacrer aux installations existantes ainsi qu'à l'expansion de la phase G. Les travaux d'expansion de la phase G devraient permettre d'ajouter une capacité nominale initiale de 30 000 barils bruts par jour. La production de la phase G devrait commencer au premier semestre de 2016. Les dépenses se rapportant à la phase H, d'une capacité nominale initiale de 30 000 barils par jour, ont été reportées en raison de la faiblesse du prix du brut, ce qui repousse son démarrage prévu au-delà de 2017. En décembre 2014, la société a reçu l'autorisation des organismes de réglementation à l'égard de l'expansion de la phase J, d'une capacité de 50 000 barils bruts par jour.

À Christina Lake, les phases A à E sont en production. Les dépenses d'investissement devraient se situer entre 650 M\$ et 700 M\$ en 2015. La société prévoit les consacrer aux activités nécessaires pour les installations existantes, la phase d'expansion F et le programme d'optimisation des phases C, D et E. Les travaux d'expansion de la phase F, y compris la construction de la centrale de cogénération, devraient se poursuivre comme prévu. La phase F devrait augmenter la capacité de production brute de 50 000 barils bruts par jour au deuxième semestre de 2016. Le programme d'optimisation des phases C, D et E devrait augmenter la capacité de production de 22 000 barils bruts par jour au quatrième trimestre de 2015. Les dépenses se rapportant à la phase G, d'une capacité nominale initiale de 50 000 barils bruts par jour, ont été reportées en raison de la faiblesse du prix du brut, ce qui repousse son démarrage prévu au-delà de 2017. 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 bruts par jour. La société s'attend à recevoir l'approbation des organismes de réglementation au premier semestre de 2015.

Il est prévu que les dépenses d'investissement à Narrows Lake, qui devraient porter sur les travaux techniques détaillés et les approvisionnements, se situeront entre 30 M\$ et 40 M\$ en 2015. La société a interrompu toute nouvelle dépense de construction pour la phase A jusqu'à ce que les prix du brut remontent. En 2012, la société a reçu l'autorisation des organismes de réglementation à l'endroit d'une capacité de 130 000 barils bruts par jour pour les phases A, B et C de Narrows Lake et l'autorisation du partenaire en ce qui a trait à la phase A, d'une capacité de 45 000 barils bruts par jour.

Nouveaux projets

Telephone Lake et Grand Rapids sont deux des nouveaux projets de Cenovus. La société prévoit investir en 2015 des capitaux de 90 M\$ à 100 M\$ environ dans ses nouvelles zones de ressources; ces capitaux devraient être consacrés à la poursuite du projet pilote de Grand Rapids et au démantèlement, à l'enlèvement et à la reconstruction des installations de Joslyn ainsi qu'à l'ingénierie de base à Telephone Lake. À Grand Rapids, la société prévoit forer une troisième paire de puits pilotes au premier trimestre de 2015 et prévoit poursuivre l'exploitation de son projet pilote de DGMV afin de recueillir des renseignements complémentaires sur le réservoir.

Amortissement et épuisement

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction du total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement tient compte des dépenses engagées jusqu'à maintenant et des dépenses de mise en valeur qu'il faudra encore consentir pour mettre en valeur les réserves prouvées. Ce taux, qui est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué au volume de vente et permet de déterminer la charge d'amortissement et d'épuisement d'une période donnée. La société est d'avis que cette méthode de calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement attribue à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées.

En 2014, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux a augmenté de 179 M\$. Cette hausse est imputable à l'augmentation des taux d'amortissement et d'épuisement des deux biens de la société par suite de l'augmentation des dépenses d'investissement et à la hausse des coûts de mise en valeur futurs associés au total des réserves prouvées, ainsi qu'à l'accroissement des volumes de vente.

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, à savoir le projet de récupération assistée à l'aide de dioxyde de carbone de Weyburn, les actifs de pétrole lourd de Pelican Lake et les actifs de pétrole avare en cours de mise en valeur situés en Alberta. Le bien Pelican Lake produit du pétrole lourd classique à l'aide de l'injection de polymères. 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 société détient les droits miniers sur quelque 70 % de la superficie des terrains du secteur Hydrocarbures classiques, soit 4,5 millions d'acres nettes, et 2,5 millions d'acres sont mises en valeur. Environ 50 % de la production totale d'hydrocarbures classiques provient de terrains détenus en propriété inconditionnelle. Les terrains détenus en propriété inconditionnelle dont la société tire une production par participation directe sont assujettis à des impôts miniers, dont le taux est généralement inférieur à celui des redevances versées au gouvernement ou aux autres titulaires des droits miniers. Par ailleurs, des terrains d'environ 2,0 millions d'acres parmi les 4,5 millions d'acres en propriété inconditionnelle sont loués à des tiers, ce qui donne parfois lieu à des revenus sous forme de redevances. En 2014, la société a ainsi tiré une production d'environ 7 600 barils d'équivalent de pétrole par jour en guise de redevances relatives à ses terrains détenus en propriété inconditionnelle, ce qui s'est traduit par des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation d'environ 150 M\$.

La production de gaz naturel de la société sert de couverture économique aux achats de gaz naturel utilisé comme carburant par les activités de sables bitumineux 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 2014 par rapport à 2013 sont les suivants :

- l'établissement à 75 298 barils par jour de la production moyenne de pétrole brut, soit une baisse de 2 %. L'accroissement de la production sous l'effet de la bonne performance des puits horizontaux du sud de l'Alberta et de la légère hausse de la production à Pelican Lake a été largement annulé par les baisses normales de rendement prévues et la vente de biens non essentiels;
- l'inscription de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement, de 1 047 M\$, soit une augmentation de 68 %;
- la comptabilisation d'une perte de valeur de 497 M\$ du goodwill principalement imputable au recul des prix du pétrole brut et au rythme plus lent attribué au plan de mise en valeur de Pelican Lake, d'une charge d'amortissement et d'épuisement de 65 M\$ liée à des biens dont la société estime ne pas être en mesure de récupérer la valeur comptable et d'une charge de prospection de 82 M\$ liée à certains actifs de prospection de pétrole avare ne satisfaisant pas aux exigences de faisabilité technique et de viabilité commerciale.

En septembre 2014, la société a conclu la vente de certains de ses actifs de Wainwright, en Alberta, pour un produit net de 234 M\$. Un profit de 137 M\$ a été comptabilisé relativement à cette cession. Avant la vente, la production de pétrole brut tirée de ces actifs se chiffrait à 2 775 barils par jour pour les trois premiers trimestres de 2014 (2 566 barils par jour pour l'exercice clos le 31 décembre 2013).

En avril 2014, la société a vendu certains de ses actifs de Bakken, situés dans le sud-est de la Saskatchewan, pour un produit net de 35 M\$. Un profit de 16 M\$ a été comptabilisé relativement à cette cession. Avant la vente, les biens de Bakken visés par l'accord ont produit 396 barils par jour de pétrole brut au premier trimestre de 2014 (562 barils par jour pour l'exercice clos le 31 décembre 2013).

Dans le cadre de la cession des actifs de Wainwright et de Bakken, la société a conservé les droits miniers sur les terrains détenus en propriété inconditionnelle et reçoit des redevances sur la production actuelle et future.

En juillet 2013, la société a vendu son bien de Lower Shaunavon pour un produit net de 241 M\$. La production s'était élevée en moyenne à 4 236 barils par jour pour le premier semestre de 2013.

Hydrocarbures classiques – pétrole brut

Résultats financiers et unitaires

	2014		2013		2012	
(en millions de dollars, sauf indication contraire ¹⁾)	\$ par unité		\$ par unité		\$ par unité	
Chiffre d'affaires brut	2 456	90	2 373	85	2 289	82
Déduire : redevances	217	8	196	7	195	7
Produits des activités ordinaires	2 239	82	2 177	78	2 094	75
Charges						
Transport et fluidification	326	12	305	11	278	10
Activités d'exploitation	512	19	495	18	441	16
Taxe sur la production et impôts miniers	37	1	32	1	34	1
(Profit) perte lié à la gestion des risques	4	-	(43)	(2)	(39)	(1)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 360	50	1 388	50	1 380	49
Dépenses d'investissement	812		1 167		1 319	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation déduction faite des dépenses d'investissement connexes	548		221		61	

1) Les valeurs unitaires sont calculées en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



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

Le prix de vente moyen du pétrole brut obtenu par la société a augmenté de 5 % pour se chiffrer à 81,62 \$ le baril (compte non tenu des opérations de couverture financière), ce qui concorde avec la variation des prix de référence du brut et les écarts y afférents.

Volumes de production

(b/j)	2014	Variation	2013	Variation	2012
Pelican Lake	24 924	3 %	24 254	8 %	22 552
Autres biens liés au pétrole lourd	14 622	(9) %	15 991	- %	16 015
Total du pétrole lourd	39 546	(2) %	40 245	4 %	38 567
Pétrole léger et moyen	34 531	(3) %	35 467	(2) %	36 071
LGN	1 221	15 %	1 063	3 %	1 029
	75 298	(2) %	76 775	1 %	75 667

L'accroissement de la production sous l'effet de la bonne performance des puits horizontaux du sud de l'Alberta et de la petite augmentation de la production à Pelican Lake a été largement contré par les baisses normales de rendement prévues et la vente des biens non essentiels de la société. L'augmentation de la production observée grâce aux meilleurs résultats du programme d'injection de polymères et à la mise en service de plusieurs nouveaux puits intercalaires à Pelican Lake a été annulée en partie par la révision prévue.

Condensats

Les produits des activités ordinaires représentent la valeur totale du pétrole brut fluidifié vendu et tiennent compte de la valeur des condensats. Par suite du rétrécissement de l'écart WCS-condensats, la proportion du coût des condensats récupéré s'est accrue.

Redevances

Les redevances ont augmenté de 21 M\$, principalement grâce à l'accroissement des prix de vente réalisés, en partie annulé par un recul des volumes de vente. En 2014, le taux de redevance réel relatif à l'ensemble des biens de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques s'est chiffré à 10,1 % (9,5 % en 2013).

Environ 50 % de la production de la société n'est pas assujettie à des redevances, mais à des impôts miniers, dont le taux est généralement inférieur à celui des redevances versées au gouvernement ou aux autres titulaires des droits miniers. En 2014, la taxe sur la production et les impôts miniers ont augmenté, ce qui concorde avec la hausse des prix du pétrole brut pour l'ensemble de l'exercice.

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 de vente réalisés et des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement autorisées. En 2014 et en 2013, le calcul des redevances était fonction des produits bruts.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 21 M\$. Les frais de fluidification ont monté principalement en raison de l'accroissement des volumes de condensats et de la hausse des prix des condensats. En 2014, la société a comptabilisé une réduction de valeur de 12 M\$ de ses stocks en canalisation de pétrole brut, ce qui ramène leur valeur à la valeur de réalisation nette en raison du recul des prix du brut à la fin de l'exercice. Les frais de transport ont baissé de 5 M\$ grâce à une diminution des volumes acheminés par transport ferroviaire et à une réduction des volumes de vente.

Charges d'exploitation

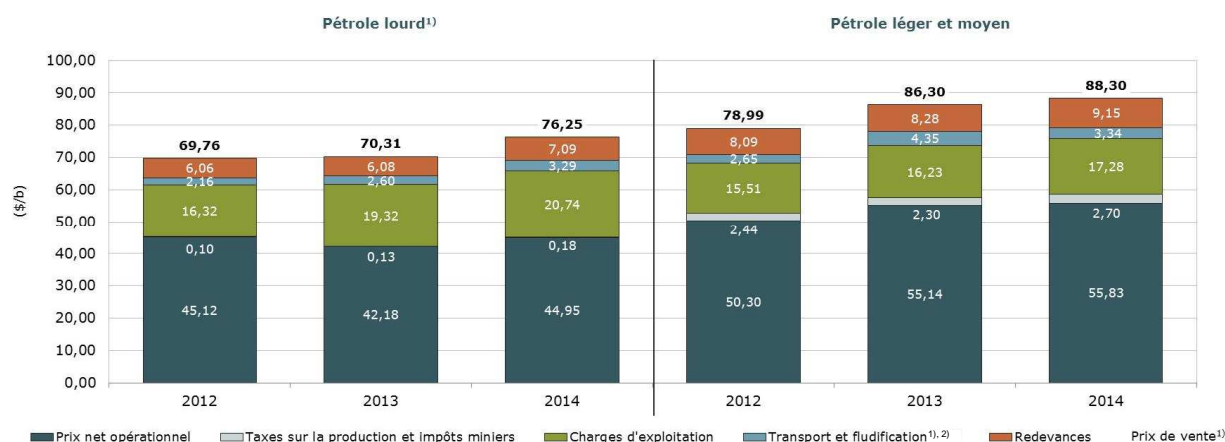
Les principaux éléments déterminants des charges d'exploitation de la société en 2014 ont été les activités de reconditionnement, la main-d'œuvre, les réparations et la maintenance, l'électricité et la consommation de produits chimiques. Les charges d'exploitation ont monté de 17 M\$, soit 18,81 \$ le baril.

Les charges d'exploitation ont augmenté de 1,20 \$ le baril, principalement à cause des facteurs suivants :

- la hausse des coûts des produits chimiques par suite de la montée des prix des polymères et de l'utilisation accrue des polymères. Les charges d'exploitation incluent les coûts des polymères, car ils sont utilisés pour être injectés dans les réservoirs au cours du procédé d'injection d'eau;
- l'augmentation des coûts de traitement des liquides et des déchets et des frais de transport par camion découlant des nouveaux puits forés en 2014.

L'augmentation des charges d'exploitation liées au pétrole brut a été en partie annulée par suite de la vente de biens non essentiels ainsi que par la baisse du coût de l'électricité liée à une réduction des prix de l'électricité.

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 lourd avant fluidification, s'est chiffré à 15,71 \$ le baril (14,60 \$ le baril en 2013 et 14,66 \$ le baril en 2012) pour les biens liés au pétrole lourd de la société. Les ratios de fluidification de la société varient de 10 % à 16 % environ.
- 2) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits. Aucune réduction de valeur des stocks de produits n'a été comptabilisée en 2013 et en 2012.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques de 2014 ont donné lieu à des pertes réalisées de 4 M\$ (profits réalisés de 43 M\$ en 2013), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient supérieurs aux prix contractuels.

Hydrocarbures classiques – gaz naturel

Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2014	2013	2012
Chiffre d'affaires brut	744	594	498
Déduire : redevances	12	8	6
Produits des activités ordinaires	732	586	492
Charges			
Transport et fluidification	20	20	19
Activités opérationnelles	200	209	217
Taxe sur la production et impôts miniers	9	3	3
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(5)	(61)	(229)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	508	415	482
Dépenses d'investissement	28	22	43
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles déduction faite des dépenses d'investissement connexes	480	393	439

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation 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 1,17 \$ le kpi³, se chiffrant à 4,37 \$ le kpi³, ce qui cadre avec la hausse du prix de référence AECO.

Production

La production s'est inclinée de 8 % pour se chiffrer à 466 Mpi³ par jour, en raison surtout des baisses normales de rendement prévues.

Redevances

Les redevances ont légèrement augmenté, car la hausse des prix a largement compensé les baisses de production. Le taux de redevance moyen pour 2014 s'est chiffré à 1,6 % (1,4 % en 2013). La plus grande partie de la production de gaz naturel provient de terrains en propriété inconditionnelle sur lesquels la société détient les droits miniers, ce qui donne lieu à la comptabilisation d'impôts miniers au poste Taxe sur la production et impôts miniers. En 2014, la taxe sur la production et les impôts miniers ont augmenté, ce qui cadre avec la hausse des prix du gaz naturel, qui a été en partie annulée par la baisse des volumes.

Charges

Transport

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

Charges d'exploitation

En 2014, les charges d'exploitation de la société ont été composées principalement des taxes foncières et des coûts de location, de la main-d'œuvre et des activités de réparation et de maintenance. Les charges d'exploitation ont décliné de 9 M\$ surtout par suite des baisses normales de rendement et de la réduction du prix de l'électricité, en partie contrebalancées par la hausse des taxes foncières et des coûts de location.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques ont donné lieu à des profits réalisés de 5 M\$ (profits réalisés de 61 M\$ en 2013), 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)

	2014	2013	2012
Pelican Lake	246	463	514
Autres biens liés au pétrole lourd	92	135	126
Pétrole léger et moyen	474	569	679
Gaz naturel	28	22	43
	840	1 189	1 362

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

En 2014, les dépenses d'investissement étaient constituées essentiellement de capitaux consacrés à la mise en valeur de pétrole avare et aux travaux de construction des installations. À Pelican Lake, elles ont été consacrées principalement au forage intercalaire, aux investissements de maintien et aux mises à niveaux associés à l'expansion de l'injection de polymères. Les dépenses consenties à l'égard du gaz naturel continuent d'être gérées en réaction aux prix du gaz naturel et se concentrent sur les remises en production de puits. La réduction des dépenses d'investissement à Pelican Lake est due à la décision de la société d'harmoniser ses dépenses avec la mise en production progressive plus lente associée aux résultats du programme d'injection de polymères.

Travaux de forage du secteur Hydrocarbures classiques

(puits nets, sauf indication contraire)

	2014	2013	2012
Pétrole brut	126	212	352
Remises en production	803	751	977
Puits de forage stratigraphique bruts	30	54	19
Autres ¹⁾	40	77	115

1) Comprend les puits secs et abandonnés, les puits d'observation et les puits de service.

Les puits de pétrole brut forés correspondent à la mise en valeur des biens du secteur des Hydrocarbures classiques qui s'est poursuivie. Les remises en production de puits visent pour la plupart les puits de mise en valeur de méthane de houille de l'Alberta à faible risque.

Dépenses d'investissement futures

Les dépenses d'investissement que la société prévoit consacrer au pétrole brut en 2015 se situent dans une fourchette de 200 M\$ à 215 M\$ et visent principalement les investissements de maintien et les dépenses liés aux installations de récupération à l'aide du dioxyde de carbone de Weyburn. En raison de la faiblesse actuelle du prix du pétrole brut, les dépenses d'investissement de 2015 de la société reflètent l'interruption de la plupart de ses programmes de forage en 2015 dans le sud de l'Alberta et la Saskatchewan.

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

Amortissement et épuisement

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction du total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement tient compte des dépenses engagées jusqu'à maintenant et des dépenses de mise en valeur qu'il faudra encore consentir pour mettre en valeur les réserves prouvées de la société. Ce taux, qui est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué aux volumes de vente et sert à déterminer la charge d'amortissement et d'épuisement d'une période donnée. La société est d'avis que cette méthode de calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement attribue à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées.

En 2014, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques a diminué de 88 M\$. Cette diminution est attribuable principalement à la réduction des volumes de vente et à la baisse du taux d'amortissement et d'épuisement faisant suite à la réduction des dépenses et à la vente de biens non essentiels.

Au quatrième trimestre de 2014, une perte de valeur de 52 M\$ a été comptabilisée à l'égard de la valeur comptable de matériel acheté qui ne sera pas utilisé à l'emplacement prévu; la société ne croit pas que sa valeur comptable puisse être récupérée par la vente. Au deuxième trimestre de 2014, la société a comptabilisé une perte de valeur se rapportant à un bien de gaz naturel d'importance secondaire qui avait été mis hors service et que la société avait cessé d'exploiter. En 2013, la société avait comptabilisé une perte de valeur de 57 M\$ visant le bien de Lower Shaunavon vendu en juillet 2013.

Perte de valeur du goodwill

En 2014, la société a comptabilisé une perte de valeur de 497 M\$ du goodwill associée au bien de Pelican Lake de l'unité génératrice de trésorerie Nord de l'Alberta. La perte de valeur découle principalement de la baisse du prix du pétrole brut et du rythme plus lent attribué au plan de mise en valeur de Pelican Lake. Il n'y a pas eu de perte de valeur du goodwill en 2013.

Coûts de prospection

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

En 2014, 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 82 M\$ (50 M\$ en 2013) se rapportant à ces biens ont donc été comptabilisés en tant que coûts de prospection.

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. En 2013, par suite de son évaluation des zones de prospection de pétrole brut, la société avait comptabilisé une charge préalable à la prospection de 64 M\$. Aucune charge préalable à la prospection n'a été comptabilisée en 2014.

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. L'approche 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.

La dépréciation de 7 % du dollar canadien en 2014 par rapport à 2013 a eu une incidence positive d'environ 60 M\$ sur la marge de raffinage brute de la société.

En 2014, par rapport à 2013, les principaux facteurs qui ont influé sur le secteur Raffinage et commercialisation sont les suivants :

- la réduction de 4 % de la production de pétrole brut et de produits raffinés à cause de l'interruption de service non planifiée d'une unité de cokéfaction à la raffinerie de Borger et le commencement d'une révision prévue à la raffinerie de Wood River;
- la diminution de 82 % des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui se sont chiffrés à 211 M\$, surtout à cause de la baisse des marges de craquage moyennes, de la hausse des coûts du pétrole brut lourd alimentant les raffineries, de l'accroissement des charges d'exploitation, d'une réduction de valeur de 113 M\$

des stocks liée surtout à l'important recul des prix des produits raffinés, et de la décroissance de la production de produits raffinés;

- au quatrième trimestre de 2014, le déclin rapide des prix des marchandises a fait en sorte que le coût de la charge d'alimentation traitée a été supérieur au prix réalisé sur les produits raffinés en décembre.

Exploitation des raffineries¹⁾

	2014	2013	2012
Capacité liée au pétrole brut²⁾ (kb/j)	460	457	452
Production de pétrole brut (kb/j)	423	442	412
Pétrole brut lourd	199	222	198
Pétrole léger ou moyen	224	220	214
Produits raffinés (kb/j)	445	463	433
Essence	231	232	216
Distillats	137	144	138
Autres	77	87	79
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	92	97	91

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

2) La capacité nominale officielle, qui correspond à 95 % de la capacité moyenne la plus élevée atteinte sur une période continue de 30 jours en 2013, a été relevée au 1^{er} janvier 2014.

Sur une base de 100 %, les raffineries de la société disposent actuellement d'une capacité totale de raffinage d'environ 460 000 barils bruts par jour de pétrole brut, sans compter les 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 traitement des LGN s'élève à 45 000 barils bruts par jour. Le raffinage de pétrole brut lourd témoigne encore une fois de la capacité de la société à intégrer sa production de pétrole lourd sur le plan économique. L'escompte du WCS par rapport au WTI demeure avantageux pour les activités de raffinage, car le traitement de pétrole brut lourd permet de réduire le coût de l'alimentation des raffineries.

En 2014, l'interruption de service non planifiée d'une unité de cokéfaction à la raffinerie de Borger et la révision prévue à celle de Wood River ont réduit la production de pétrole brut et de produits raffinés de même que le taux d'utilisation du pétrole brut par rapport à 2013. En 2013, l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur survenue à la raffinerie de Wood River avait aussi réduit les volumes, mais dans une proportion moindre.

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 divers types de pétrole brut crée un avantage sur les coûts de la charge d'alimentation, puisque les raffineries traitent du pétrole brut 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. Si la quantité de brut lourd traité en 2014 a diminué, c'est principalement parce que les raffineries ont traité des volumes plus importants de brut moyen, les variables économiques ayant été plus favorables.

Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2014	2013	2012
Produits des activités ordinaires	12 658	12 706	11 356
Produits achetés	11 767	11 004	9 506
Marge brute	891	1 702	1 850
Charges			
Charges d'exploitation	707	540	581
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(27)	19	(4)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	211	1 143	1 273
Dépenses d'investissement	163	107	118
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	48	1 036	1 155

Marge brute

Les marges de craquage qu'obtient la société sont tributaires de nombreux facteurs dont la diversité des sources de charge d'alimentation en pétrole brut, la configuration et la production des raffineries, le délai entre l'achat du pétrole brut alimentant les raffineries et le moment où celles-ci traitent ce pétrole brut, ainsi que les coûts de la charge d'alimentation. Ces derniers sont établis selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.

Au quatrième trimestre de 2014, la société a subi les contrecoups de la chute rapide des prix des marchandises. Cette chute des prix a fait en sorte que le coût de la charge d'alimentation traitée a été nettement plus élevé que le prix des produits raffinés que la société a obtenu en décembre en raison du délai mentionné ci-dessus et de l'évaluation des coûts de la charge d'alimentation selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.

En 2014, la contraction de la marge brute s'explique principalement par les facteurs suivants :

- le recul d'environ 20 % des marges de craquage moyennes qui coïncide avec le rétrécissement de l'écart entre le Brent et le WTI;
- l'accroissement des coûts d'alimentation en pétrole brut lourd par rapport au WTI, qui cadre avec le rétrécissement de l'écart entre le WTI et le WCS;
- la réduction de valeur de 113 M\$ des stocks de produits raffinés et de pétrole brut alimentant les raffineries, qui cadre avec le recul des prix de référence;
- la réduction de 4 % de la production de produits raffinés mentionnée plus haut.

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 numéros d'identification renouvelables (« NIR »). En 2014, le coût associé aux NIR s'est chiffré à 123 M\$ (153 M\$ en 2013). La diminution d'un exercice à l'autre suit le recul du prix de référence des NIR sur l'éthanol. Ce coût reste une composante négligeable des coûts de la charge d'alimentation des raffineries de Cenovus.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de 2014 ont été la maintenance, la main-d'œuvre, les services publics et les fournitures. Les charges d'exploitation ont augmenté de 31 % en raison de l'intensification des activités de révision et de maintenance prévues, de l'accroissement du coût des services publics qui découle de la hausse des prix du gaz naturel et de la dépréciation du dollar canadien.

Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)

	2014	2013	2012
Raffinerie de Wood River	101	64	54
Raffinerie de Borger	61	42	64
Commercialisation	1	1	-
	163	107	118

Les dépenses d'investissement engagées en 2014 ont surtout été des investissements de maintien ou des dépenses consacrées à des projets visant la fiabilité et la sécurité des raffineries. Pendant le premier trimestre de 2014, notre partenaire et nous avons donné notre aval à un projet de décongestion pour la raffinerie de Wood River. La société s'attend à recevoir au premier semestre de 2015 le permis qui s'y rapporte, et le démarrage devrait avoir lieu en 2016.

La société prévoit investir entre 240 M\$ et 260 M\$ en 2015, somme qui sera affectée principalement aux projets de décongestion de Wood River ainsi qu'à la maintenance, à la fiabilité et aux initiatives environnementales.

Amortissement et épuisement

Les actifs de raffinage sont amortis selon le mode linéaire sur la durée estimative d'utilité de chaque composante des raffineries. La durée d'utilité fait l'objet d'un examen annuel. La charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Raffinage et commercialisation a augmenté de 18 M\$ en 2014, essentiellement à cause de la variation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien.

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 2014, les activités de gestion des risques ont donné lieu à des profits latents de 596 M\$, avant impôt (pertes latentes de 415 M\$, avant impôt, en 2013). 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)

	2014	2013	2012
Frais généraux et frais d'administration	358	349	350
Charges financières	445	529	455
Produits d'intérêts	(33)	(96)	(109)
(Profit) perte de change, montant net	411	208	(20)
Frais de recherche	15	24	15
(Profits) pertes à la sortie d'actifs	(156)	1	-
Autre (produit) perte, montant net	(4)	2	(5)
	1 036	1 017	686

Charges

Frais généraux et frais d'administration

En 2014, 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 ont augmenté de 9 M\$ surtout à cause de l'accroissement des frais de dotation.

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 2014, les charges financières ont diminué de 84 M\$. Cette baisse est attribuable principalement à la baisse des intérêts sur l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise découlant du fait que la société a exercé au premier trimestre de 2014 son droit de le régler par anticipation et à la comptabilisation d'une prime de 32 M\$ US payée au remboursement anticipé de billets non garantis de premier rang au troisième trimestre de 2013, facteurs qui ont été atténués par l'augmentation de la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement et la dépréciation du dollar canadien.

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 5,0 % (5,2 % en 2013).

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 décembre 2013, le solde de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise a été encaissé; la société n'a donc pas comptabilisé de produits d'intérêts s'y rapportant en 2014.

Change

(en millions de dollars)

	2014	2013	2012
(Profit) perte de change latent	411	40	(70)
(Profit) perte de change réalisé	-	168	50
	411	208	(20)

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 2014. En outre, la perte de change latente avait été moins élevée en 2013 grâce à la reprise d'une perte latente précédemment constatée sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains.

En décembre 2013, la société a encaissé le solde de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise et a comptabilisé une perte de change réalisée de 146 M\$ s'y rapportant.

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. Les actifs non sectoriels sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimative des actifs en question, qui va de trois à vingt-cinq ans. La durée d'utilité fait l'objet d'un examen annuel. La dotation s'est chiffrée à 83 M\$ en 2014 (79 M\$ en 2013).

(Profit) perte à la sortie d'actifs

En 2014, les sorties d'actifs incluaient principalement la vente d'actifs non essentiels pour un produit net de 269 M\$, opération qui s'est traduite par un profit de 153 M\$.

Charge d'impôt sur le résultat

(en millions de dollars)

	2014	2013	2012
Charge d'impôt exigible			
Canada	94	143	188
États-Unis	(2)	45	121
Total de la charge d'impôt exigible	92	188	309
Charge d'impôt différé	359	244	474
	451	432	783

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)

	2014	2013	2012
Résultat avant impôt sur le résultat	1 195	1 094	1 778
Taux prévu par la loi au Canada	25,2 %	25,2 %	25,2 %
Impôt sur le résultat attendu	301	276	448
Incidence des éléments suivants sur l'impôt :			
Écarts avec les taux réglementaires à l'étranger	(43)	87	119
Rémunération à base d'actions non déductible	13	10	10
Profit (perte) de change exclu du résultat net	(13)	19	14
(Profits) pertes en capital non imposables	124	31	(7)
Décomptabilisation (comptabilisation) de pertes en capital	(9)	15	(22)
Ajustements découlant de déclarations antérieures	(16)	(13)	33
Retenue d'impôt sur les dividendes étrangers	-	-	68
Perte de valeur du goodwill	125	-	99
Autres	(31)	7	21
Total	451	432	783
Taux d'imposition effectif	37,7 %	39,5 %	44,0 %

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 juste. Il y a habituellement un certain nombre de questions fiscales en examen, et le montant de l'impôt sur le résultat fait donc l'objet d'une incertitude relative aux estimations. Le moment où sont constatés le résultat et les déductions d'impôt servant à l'établissement de la charge d'impôt exigible dépend de la législation fiscale pertinente.

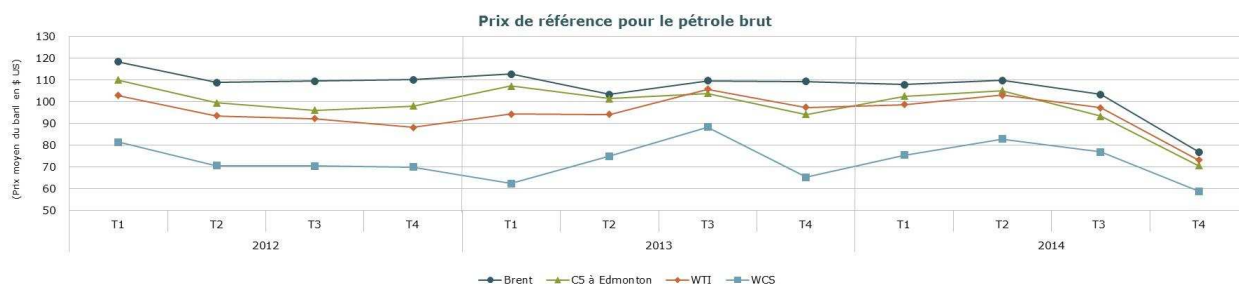
La charge d'impôt sur le résultat de 2014 tient compte de l'effet d'un ajustement favorable de l'impôt exigible lié à des exercices précédents, qui a été largement annulé par une hausse de l'impôt différé et a donc eu une incidence minimale sur le total de la charge d'impôt sur le résultat. La charge d'impôt exigible a été inférieure de 96 M\$, réduction principalement attribuable à l'ajustement favorable lié à des exercices précédents et à une diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation dégagés aux États-Unis. Cette réduction a été en partie annulée par une augmentation du bénéfice imposable au Canada. La charge d'impôt différé a augmenté de 115 M\$ en raison d'un profit latent lié aux activités de gestion des risques (comparativement à une perte latente à l'exercice précédent), d'une augmentation des différences temporaires au Canada découlant du bénéfice plus élevé dégagé par le secteur Sables bitumineux et de l'effet de l'ajustement favorable apporté à l'impôt exigible se rapportant à des exercices précédents; ces facteurs ont été en partie compensés par une diminution de l'utilisation des pertes fiscales aux États-Unis par suite du recul des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation enregistrés dans ce pays en 2014.

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 2014 par rapport à 2013 est attribuable principalement à la baisse de la proportion du bénéfice assujéti à un taux d'imposition plus élevé en territoire américain qu'en territoire canadien, annulée en partie par la perte de valeur du goodwill, non déductible, et la perte de change non déductible. En 2014, le taux prévu par la loi aux États-Unis s'établissait à 38,1 % (38,5 % en 2013).

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Un recul important des prix des marchandises s'est produit au quatrième trimestre de 2014, la baisse des prix de référence du pétrole brut et des produits raffinés ayant influé sur les résultats financiers du quatrième trimestre de la société. Au 31 décembre 2014, les prix de référence du Brent, du WTI et du WCS avaient diminué de 39 %, de 42 % et de 50 %, respectivement, par rapport au 30 septembre 2014. Les prix de référence moyens du WTI et du WCS ont baissé de 24,31 \$ US le baril et de 6,35 \$ US le baril au quatrième trimestre de 2014 par rapport à 2013. 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.



(en millions de dollars, sauf les montants par action, à moins d'indication contraire)

	T4 2014	T3 2014	T2 2014	T1 2014	T4 2013	T3 2013	T2 2013	T1 2013	T4 2012
Volumes de production									
Pétrole brut (b/j)	216 177	199 089	201 688	196 854	188 743	176 938	171 127	180 225	177 646
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	479	489	507	476	514	523	536	545	566
Activités de raffinage									
Pétrole brut traité (kb/j)	420	407	466	400	447	464	439	416	311
Produits raffinés (kb/j)	442	429	489	420	469	487	457	439	330
Produits des activités ordinaires	4 238	4 970	5 422	5 012	4 747	5 075	4 516	4 319	3 724
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation¹⁾	539	1 154	1 296	1 169	976	1 153	1 125	1 214	966
Flux de trésorerie¹⁾	401	985	1 189	904	835	932	871	971	697
dilués par action	0,53	1,30	1,57	1,19	1,10	1,23	1,15	1,28	0,92
Résultat d'exploitation¹⁾	(590)	372	473	378	212	313	255	391	(188)
dilué par action	(0,78)	0,49	0,62	0,50	0,28	0,41	0,34	0,52	(0,25)
Résultat net	(472)	354	615	247	(58)	370	179	171	(117)
de base par action	(0,62)	0,47	0,81	0,33	(0,08)	0,49	0,24	0,23	(0,15)
dilué par action	(0,62)	0,47	0,81	0,33	(0,08)	0,49	0,24	0,23	(0,15)
Dépenses d'investissement²⁾	786	750	686	829	898	743	706	915	978
Dividendes en numéraires par action	201	201	201	202	183	182	183	184	167
	0,2662	0,2662	0,2662	0,2662	0,242	0,242	0,242	0,242	0,22

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

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

Comparaison des résultats d'exploitation du quatrième trimestre de 2014 et du quatrième trimestre de 2013

Volumes de production

La production totale de pétrole brut a augmenté de 15 %, surtout du fait de la hausse de la production à Foster Creek et à Christina Lake. À Foster Creek, la production s'est établie en moyenne à 68 377 barils par jour, soit une progression de 30 %, découlant du rendement accru, des efforts d'optimisation, de l'augmentation de la production provenant des puits forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC} de la société, ainsi que de la mise en production de la phase F en septembre 2014. À Christina Lake, la production s'est chiffrée en moyenne à 73 836 barils par jour, soit un accroissement de 20 % attribuable au fait que la phase E a atteint sa capacité nominale au deuxième trimestre de 2014, du rendement accru des installations de la société et de l'amélioration du rendement des réservoirs.

Au quatrième trimestre de 2014, la production de gaz naturel a diminué de 7 % comme prévu. La société a continué d'affecter ses investissements dans ce secteur en priorité aux projets à rendement élevé et a consacré la plus grande partie de ses dépenses d'investissement totales aux biens pétroliers.

Activités de raffinage

Le pétrole brut traité et la production de produits raffinés ont diminué à cause de la révision prévue au calendrier à la raffinerie de Wood River de la société.

Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires ont diminué de 509 M\$, ou 11 %, en raison surtout des facteurs suivants :

- les produits du secteur Raffinage et commercialisation ont reculé de 450 M\$ principalement par suite de la diminution des prix des produits raffinés, qui cadre avec la baisse de 19 % des prix de référence moyens des produits raffinés, et de la réduction de la production de produits raffinés;
- le prix de vente moyen du pétrole brut (compte non tenu des opérations de couverture financière) a baissé de 7 %, pour s'établir à 55,02 \$ le baril.

La diminution des produits des activités ordinaires a été en partie compensée par les facteurs suivants :

- le volume de vente de brut a monté de 4 %;
- les volumes de condensats ont été plus élevés, ce qui cadre avec l'augmentation de la production;
- les prix de vente du gaz naturel (compte non tenu des opérations de couverture financière) se sont accrus de 21 %, pour atteindre 3,89 \$ le kpi³.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont diminué de 437 M\$, ou 45 %. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont ont augmenté de 4 % en raison des profits réalisés liés à la gestion des risques de 133 M\$ (profits réalisés liées à la gestion des risques de 67 M\$ en 2013), de l'accroissement des volumes de vente de pétrole brut et d'un recul des charges d'exploitation du pétrole brut de 22 M\$ ou 1,81 \$ le baril, facteurs en partie annulés par la baisse des prix de vente du pétrole brut.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation ont considérablement baissé, passant de rentrées de 151 M\$ en 2013 à des sorties de 322 M\$ en 2014. Cette baisse est imputable à l'accroissement des coûts de la charge d'alimentation en pétrole brut lourd par rapport au WTI, à la réduction de la production de produits raffinés, à la réduction de valeur des stocks et à une hausse des charges d'exploitation, en partie compensés par l'augmentation des marges de craquage moyennes sur le marché. Au quatrième trimestre, par suite de la chute rapide des prix de référence du pétrole brut et de raffinage, le coût de la charge d'alimentation traitée de la société, établi en fonction du premier entré, premier sorti, a été supérieur au prix qu'elle a obtenu pour les produits raffinés. Cet écart est imputable au délai entre le moment de l'achat du pétrole brut alimentant les raffineries et celui de son traitement par les raffineries de la société, délai qui est habituellement d'un à deux mois.

Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie ont baissé de 434 M\$, ou 52 %, au quatrième trimestre de 2014, principalement en raison de la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation dont il est fait mention ci-dessus et de la décroissance des produits d'intérêts, facteurs qui ont été en partie compensés par la réduction des charges financières et l'existence d'un produit d'impôt exigible lié à la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation aux États-Unis alors qu'une charge d'impôt exigible avait été comptabilisée en 2013.

Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation a diminué de 802 M\$ au quatrième trimestre de 2014 par rapport au trimestre correspondant de 2013. Cette baisse découle principalement d'une perte de valeur du goodwill, de la diminution des flux de trésorerie dont il est fait mention ci-dessus, d'un accroissement de la charge de prospection et de l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement; ces facteurs ont été annulés en partie par un produit d'impôt différé en 2014 alors qu'une charge avait été comptabilisée pour l'exercice précédent. Le produit d'impôt différé se rapporte principalement à une réduction de l'utilisation des pertes fiscales aux États-Unis par suite du recul des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation dans ce pays en 2014.

Résultat net

Au quatrième trimestre de 2014, la perte nette de Cenovus s'est chiffrée à 472 M\$, contre une perte nette de 58 M\$ au trimestre correspondant du dernier exercice. Cette détérioration de 414 M\$ du résultat net est imputable principalement à la baisse du résultat d'exploitation mentionnée ci-dessus et à une perte de change autre que d'exploitation comparativement à la comptabilisation d'un profit en 2013, facteurs en partie contrebalancés par des profits latents liés à la gestion des risques de 416 M\$ (comparativement à des pertes latentes de 219 M\$ comptabilisés au quatrième trimestre de 2013).

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement du quatrième trimestre de 2014 se sont chiffrées à 786 M\$, soit 112 M\$ de moins qu'au trimestre correspondant de 2013 surtout à cause de la diminution des dépenses effectuées par le secteur Hydrocarbures classiques, essentiellement en rapport avec Pelican Lake. La réduction des dépenses à Pelican Lake

reflète la décision qu'a prise la société d'harmoniser ses dépenses à un accroissement moindre de la production associé aux résultats du programme d'injection de polymères. Les dépenses d'investissement du quatrième trimestre ont été consacrées à l'avancement des phases d'expansion, au forage de puits de maintien et aux projets d'amélioration opérationnelle de Foster Creek et de Christina 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 pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 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 facteurs déterminants de 2014, comparativement à 2013, sont notamment les suivants :

- en ce qui concerne le bitume, les réserves prouvées ont augmenté de 7 % et les réserves prouvées et probables, de 30 %, en raison des facteurs suivants :
 - à Christina Lake, les réserves prouvées ont augmenté de 44 millions de barils grâce à l'amélioration du rendement des réservoirs, alors que les réserves prouvées et probables ont augmenté de 446 millions de barils par suite de l'expansion de la zone et de l'amélioration du rendement des réservoirs;
 - à Foster Creek, 77 millions de barils ont été ajoutés aux réserves prouvées alors que les réserves prouvées et probables ont augmenté de 273 millions de barils, car la société a reçu l'autorisation des organismes de réglementation à l'égard de l'élargissement de la zone de mise en valeur;
- en ce qui concerne le pétrole lourd, les réserves prouvées de même que les réserves prouvées et probables ont diminué de 13 %; cette diminution est le fait du report d'un programme de forage à Pelican Lake et de la vente de certains actifs de Wainwright, facteurs qui ont été en partie compensés par la mise en valeur de Elk Point dans la région de Wainwright;
- en ce qui concerne le brut léger et moyen et les LGN, les réserves prouvées ont augmenté de 4 %, tandis que les réserves prouvées et probables ont monté de 1 %, du fait de l'expansion de la zone d'injection de dioxyde de carbone à Weybrun;
- en ce qui a trait au gaz naturel, les réserves prouvées ont fléchi de 8 % et les réserves prouvées et probables, de 9 %, car les ajouts et l'amélioration de la performance ont été largement contrebalancés par des réductions causées par la production;
- les ressources éventuelles économiques de bitume selon la meilleure estimation ont diminué de 0,5 milliard de barils, soit 5 %, tandis que les ressources prometteuses de la même matière selon la meilleure estimation sont demeurées stables à 7,5 milliards de barils. Voici les facteurs à l'origine de ces variations :
 - la conversion de 0,8 milliard de barils de ressources éventuelles en ressources prouvées et probables à Christina Lake et à Foster Creek;
 - la conversion de ressources prometteuses en ressources éventuelles grâce à un programme de forage de puits stratigraphiques qui a été annulée par des hausses des volumes des réservoirs cartographiés à Grand Rapids.

Les données relatives aux réserves et ressources présentées ci-dessous en date du 31 décembre 2014 se fondent sur les prix et coûts prévisionnels établis par McDaniel & Associates Consultants Ltd. (« McDaniel ») au 1^{er} janvier 2015, et l'information comparative au 31 décembre 2013 se fonde sur les prix et coûts prévisionnels établis par McDaniel au 1^{er} janvier 2014. 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 (avant redevances)	Bitume (Mb)		Pétrole lourd (Mb)		Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)		Gaz naturel et méthane de houille (Gpi ³)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Prouvées	1 970	1 846	156	179	120	115	796	865
Probables	1 330	683	123	140	46	50	260	300
Prouvées et probables	3 300	2 529	279	319	166	165	1 056	1 165

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 2013	1 846	179	115	865
Extensions et amélioration du taux de récupération	108	14	17	23
Découvertes	-	-	-	-
Révisions techniques	63	(13)	1	98
Facteurs économiques	-	-	-	(12)
Acquisitions	-	-	-	2
Cessions	-	(10)	(1)	(5)
Production ¹⁾	(47)	(14)	(12)	(175)
31 décembre 2014	1 970	156	120	796
Variation en glissement annuel	124	(23)	5	(69)
	7 %	(13) %	4 %	(8) %

1) La production comprend le gaz naturel utilisé par la société comme carburant dans ses activités liées aux sables bitumineux, mais ne tient pas compte de la production issue des droits de redevances.

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 2013	683	140	50	300
Extensions et amélioration du taux de récupération	648	7	-	13
Découvertes	-	-	-	-
Révisions techniques	(1)	(21)	(3)	(47)
Facteurs économiques	-	-	-	(5)
Acquisitions	-	-	-	-
Cessions	-	(3)	(1)	(1)
Production	-	-	-	-
31 décembre 2014	1 330	123	46	260
Variation en glissement annuel	647	(17)	(4)	(40)
	95 %	(12) %	(8) %	(13) %

Ressources éventuelles économiques et ressources prometteuses

31 décembre (en milliards de barils, avant redevances)	Bitume	
	2014	2013
Ressources éventuelles économiques¹⁾		
Meilleure estimation	9,3	9,8
Ressources prometteuses^{1), 2)}		
Meilleure estimation	7,5	7,5

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 2014.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	2014	2013	2012
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :			
Activités d'exploitation	3 526	3 539	3 420
Activités d'investissement	(4 350)	(1 519)	(3 336)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	(824)	2 020	84
Activités de financement	(797)	(726)	592
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	52	(2)	(11)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(1 569)	1 292	665
Trésorerie et équivalents de trésorerie	883	2 452	1 160

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont décliné de 13 M\$ en 2014, principalement sous l'effet de la baisse des flux de trésorerie, analysée à la section « Résultats financiers » du présent rapport de gestion, et de la variation du fonds de roulement hors trésorerie. Compte non tenu des actifs et des passifs liés à la gestion des risques et des actifs et des passifs détenus en vue de la vente, le fonds de roulement s'élevait à 772 M\$ au 31 décembre 2014, contre 1 957 M\$ au 31 décembre 2013. La société s'attend à continuer de respecter ses obligations de paiement à mesure qu'elles deviennent exigibles.

Activités d'investissement

En 2014, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont chiffrés à 4 350 M\$, soit une hausse de 2 831 M\$ par rapport à 2013, principalement due au règlement anticipé, en mars 2014, de l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise de 1,4 G\$ US à même les fonds encaissés au règlement de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise en décembre 2013.

Activités de financement

En 2014, la société a versé un dividende de 1,0648 \$ par action (0,968 \$ en 2013). Le total des dividendes versés en 2014 s'est chiffré à 805 M\$ (732 M\$ en 2013). 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 71 M\$ essentiellement en raison de l'accroissement des dividendes versés.

La dette à long terme de la société se situait à 5 458 M\$ au 31 décembre 2014 (4 997 M\$ au 31 décembre 2013). Aucun remboursement en capital n'est exigible avant octobre 2019 (1,3 G\$ US). L'encours de la dette à long terme libellée en dollars américains n'a pas changé depuis août 2012. L'augmentation de 461 M\$ de la dette à long terme est imputable au change.

Au 31 décembre 2014, 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 de ses besoins en trésorerie pour les dix prochaines années. Tout manque à gagner éventuel pourrait devoir être financé par l'utilisation prudente de la capacité d'emprunt, la gestion du portefeuille d'actifs et d'autres occasions d'affaires ou financières qui pourraient s'offrir à la société. Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 31 décembre 2014 :

(en millions de dollars)	Montant	Échéance
Trésorerie et équivalents de trésorerie	883	Sans objet
Facilité de crédit engagée	3 000	Novembre 2018
Prospectus préalable de base aux États-Unis ¹⁾	2 000 \$ US	Juillet 2016
Prospectus préalable de base au Canada ¹⁾	1 500	Juillet 2016

1) Disponibilité assujettie aux conditions du marché.

Facilité de crédit engagée

La société dispose d'une facilité de crédit engagée de 3,0 G\$. Au 31 décembre 2014, aucun montant n'avait été prélevé de cette facilité de crédit engagée.

La société a 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 non prélevée de la facilité de crédit engagée aux fins de l'encours du papier commercial. Au 31 décembre 2014, l'encours du papier commercial était de néant.

Prospectus préalable de base aux États-Unis

Le 24 juin 2014, la société a déposé un prospectus préalable de base aux États-Unis visant le placement de billets non garantis de 2,0 G\$ US, qui remplace le prospectus équivalent précédent daté du 6 juin 2012 et modifié le 9 mai 2013. Ce prospectus prévoit l'émission de titres de créance libellés en dollars américains ou dans d'autres devises, de temps à autre, par l'intermédiaire d'un ou de plusieurs placements. Les modalités des billets, notamment les taux d'intérêt fixes ou flottants et les dates d'échéance, seront déterminées à la date de l'émission. Au 31 décembre 2014, aucun billet n'avait été émis aux termes du prospectus préalable de base aux États Unis.

Prospectus préalable de base au Canada

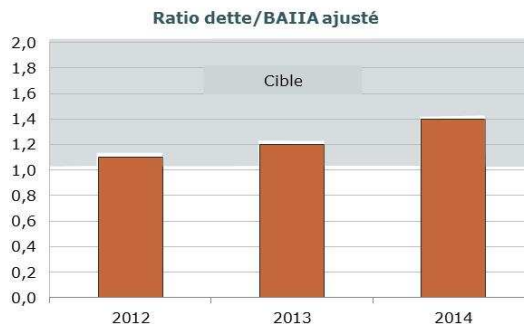
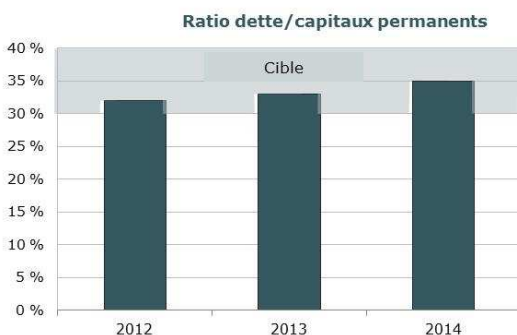
Le 25 juin 2014, la société a déposé un prospectus préalable de base au Canada visant le placement de billets à moyen terme non garantis de 1,5 G\$, qui remplace le prospectus équivalent précédent daté du 24 mai 2012. Ce prospectus prévoit l'émission de billets à moyen terme libellés en dollars canadiens ou dans d'autres devises, de temps à autre, par l'intermédiaire d'un ou de plusieurs placements. Les modalités des billets, notamment les taux d'intérêt fixes ou flottants et les dates d'échéance, seront déterminées à la date de l'émission. Au 31 décembre 2014, aucun billet n'avait été émis aux termes du prospectus préalable de base au Canada.

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 du goodwill et d'autres 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, calculé sur une base de douze mois. Ces ratios sont utilisés pour gérer la dette globale de Cenovus et servent de mesures de la santé financière générale de celle-ci.

31 décembre	2014	2013	2012
Ratio dette/capitaux permanents	35 %	33 %	32 %
Ratio dette/BAIIA ajusté (fois)	1,4 x	1,2 x	1,1 x

Cenovus continue de viser un ratio dette/capitaux permanents de 30 % à 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de 1,0 à 2,0. Au 31 décembre 2014, le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/BAIIA ajusté se situaient près de la valeur médiane de la fourchette cible. L'accroissement des ratios financiers de la société au 31 décembre 2014 par rapport à l'exercice précédent est imputable au solde plus élevé sur la dette au 31 décembre 2014, qui découle des variations du change associées à la dépréciation du dollar canadien, et à la baisse du BAIIA ajusté causée principalement par le recul des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation. La dépréciation du dollar canadien a un effet positif sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, car les prix de vente du pétrole brut et des produits raffinés de la société sont établis en fonction de prix de référence américains. 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.



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

31 décembre	2014	2013	2012
Dette	5 458	4 997	4 679
Capitaux propres	10 186	9 946	9 782
Capitaux permanents	15 644	14 943	14 461
Ratio dette/capitaux permanents	35 %	33 %	32 %

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

31 décembre	2014	2013	2012
Dette	5 458	4 997	4 679
Résultat net	744	662	995
Ajouter (déduire) :			
Charges financières	445	529	455
Produits d'intérêts	(33)	(96)	(109)
Charge d'impôt sur le résultat	451	432	783
Amortissement et épuisement	1 946	1 833	1 585
Perte de valeur du goodwill	497	-	393
Coûts de prospection	86	50	68
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	(596)	415	(57)
(Profit) perte de change, montant net	411	208	(20)
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(156)	1	-
Autre (profit) perte, montant net	(4)	2	(5)
BAIIA ajusté	3 791	4 036	4 088
Ratio dette/BAIIA ajusté	1,4 x	1,2 x	1,1 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, sous réserve de certaines conditions, un nombre illimité d'actions préférentielles de premier rang et d'actions préférentielles de second rang. Au 31 décembre 2014, 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. 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 27 annexe aux états financiers consolidés pour en savoir plus à ce sujet.

31 décembre 2014	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercés (en milliers)
Actions ordinaires	757 103	s. o.
Options sur actions	44 411	17 301
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	8 396	1 297

Obligations contractuelles et engagements

Les obligations contractuelles exposées dans le tableau ci-dessous ont été classées en obligations d'exploitation, 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
	2015	2016	2017	2018	2019		
Exploitation							
Transport par pipelines ¹⁾	522	637	644	823	1 590	23 632	27 848
Contrats de location simple (baux à construction)	124	122	120	162	160	2 796	3 484
Achats de produits	101	7	-	-	-	-	108
Autres engagements à long terme	58	24	21	15	13	116	247
Intérêts sur la dette à long terme	293	293	293	293	293	3 720	5 185
Passifs relatifs au démantèlement	38	32	39	65	80	8 079	8 333
Total des obligations d'exploitation	1 136	1 115	1 117	1 358	2 136	38 343	45 205
Investissement							
Engagements relatifs à des dépenses d'investissement	90	55	11	2	-	46	204
Total des obligations d'investissement	90	55	11	2	-	46	204
Financement							
Dette à long terme (capital seulement)	-	-	-	-	1 508	4 002	5 510
Total des obligations de financement	-	-	-	-	1 508	4 002	5 510
Total des paiements²⁾	1 226	1 170	1 128	1 360	3 644	42 391	50 919
Ventes de produits à prix fixe	54	55	3	-	-	-	112

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, la société est responsable des activités sur place, de la commercialisation et du transport de la totalité de la production issue de ces actifs. La société 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. En outre, Cenovus a des engagements relatifs à son programme de gestion des risques et est tenue de capitaliser les régimes à prestations définies et d'autres avantages postérieurs à l'emploi. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

En 2014, les engagements découlant de divers contrats de transport fermes par pipeline ont augmenté de 7 G\$ à cause principalement de la hausse des coûts et des droits prévus aux engagements déjà conclus, de sorte que les engagements relatifs au transport se chiffrent maintenant à 28 G\$. Ces contrats de transport fermes, dont la plupart doivent encore recevoir l'aval des organismes de réglementation, sont conclus pour des termes allant jusqu'à 20 ans à partir de la date de prise d'effet et contribueront à harmoniser les besoins de transport futurs de la société avec la croissance prévue de sa production. La société a également conclu des engagements de transport ferroviaire qui ont augmenté la capacité de chargement ferroviaire de la société, la portant à environ 30 000 barils par jour à la fin de 2014.

La société continue de se concentrer sur ses stratégies à court et à moyen terme afin d'élargir l'accès au marché de sa production de pétrole brut. À cet égard, elle maintient son appui aux nouveaux projets de pipelines envisagés qui relieraient Cenovus aux nouveaux marchés des États-Unis et du reste du monde et achemine de 10 % à 20 % de sa production de pétrole brut par transport ferroviaire, tout en évaluant les options qui lui permettraient de maximiser la valeur de son pétrole en offrant une gamme plus vaste de produits, en y ajoutant notamment les bitumes dilués existants (« dilbit »), le bitume sous-fluidifié ou le bitume déshydraté, et les expansions possibles de sa capacité de raffinage à mesure que la production s'accroîtra.

Au 31 décembre 2014, 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 30 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 23 Gpi³ au prix moyen pondéré de 4,76 \$ 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 2014 et 2013, sauf en ce qui a trait à la rémunération des principaux dirigeants. Pour obtenir un sommaire de la rémunération des principaux dirigeants, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

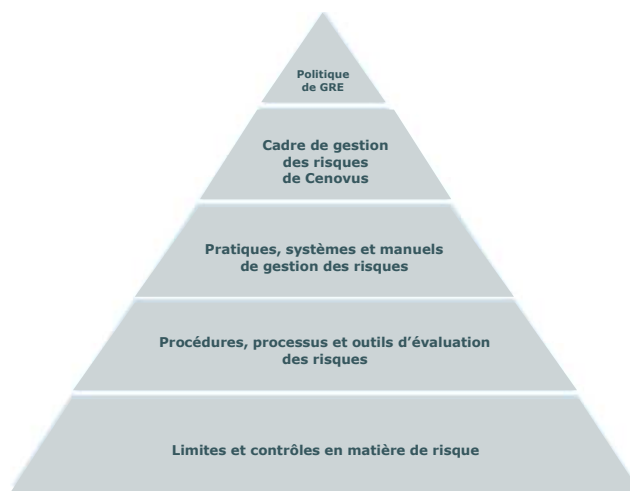
GESTION DES RISQUES

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 31000, *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 et communiquer 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 d'exploitation, 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 stratégies d'affaires inefficaces, de la non-formulation de stratégies d'affaires intégrées, de l'incapacité de concrétiser de telles stratégies d'affaires et de l'incapacité d'adapter les stratégies 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 d'exploitation, comme les risques liés à la santé et à la sécurité, aux contraintes en matière de transport, à la réalisation des projets, au remplacement des réserves et à l'environnement;
- 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 2014.

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 risque de 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 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.

Les prix des marchandises ont baissé radicalement au cours du quatrième trimestre de 2014 et, depuis décembre, les prix du pétrole brut ont continué de reculer. La société s'attend à ce que les prix demeurent relativement bas en 2015. La valeur comptable de certains des actifs de la société s'est dépréciée par suite de ce recul des prix du brut. Si les prix du pétrole brut et du gaz naturel devaient chuter encore et rester faibles de manière prolongée, la valeur comptable des actifs de la société pourrait perdre encore de la valeur, les dépenses d'investissement futures pourraient devoir être réduites, ce qui entraînerait le report, voire l'annulation, de certains projets, 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 pressent que le ralentissement marqué qui s'observe dans tout le secteur de l'énergie entraînera une diminution de la demande de main-d'œuvre, de services et de matières. La société pourrait en profiter pour améliorer de sa structure de coûts.

La société gère le risque lié aux prix des marchandises par divers moyens, dont l'intégration des activités 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. Le processus de planification des investissements de la société comporte un certain degré de souplesse et ses dépenses d'investissement peuvent être réduites en cas de baisse des prix des marchandises ou d'autres facteurs économiques.

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 du vice-président directeur, Marchés, produits et transport. 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 2014, 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 et de tunnels à prime zéro;
- le risque lié aux prix du gaz naturel sur les ventes de gaz naturel, à l'aide de swaps de prix fixes;
- les écarts liés à la qualité ou à l'éloignement sur le pétrole brut, 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)	2014			2013		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	(37)	(536)	(573)	(71)	343	272
Gaz naturel	(7)	(55)	(62)	(63)	69	6
Raffinage	(26)	(11)	(37)	18	-	18
Électricité	4	6	10	(6)	3	(3)
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(66)	(596)	(662)	(122)	415	293
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	20	152	172	29	(105)	(76)
(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt	(46)	(444)	(490)	(93)	310	217

En 2014, 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 profits latents sur ses instruments financiers liés au pétrole brut et au gaz naturel en raison des fluctuations des prix à terme sur les opérations effectuées au cours de l'exercice; ces profits ont été en partie contrés par le rétrécissement des écarts à terme entre le brut léger et le brut lourd.

Les instruments financiers conclus relativement aux activités de 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 et de gaz naturel AECO prévue pour 2015 à l'aide de swaps de prix fixes. Elle a aussi conclu des tunnels à prime zéro sur le pétrole brut Brent afin de réduire le risque lié aux prix des marchandises tout en conservant une exposition limitée au potentiel de hausse des prix. Pour 2015, la société a conclu des couvertures financières à l'égard de 15 % de sa production prévue annualisée de pétrole brut et de 34 % de sa production prévue de gaz naturel.

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 2014 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	(145)	146
Prix différentiel du pétrole brut	± 5 \$ US par baril sur les couvertures des différentiels liés à la production	5	(5)
Prix du gaz naturel	± 1 \$ US par kpi ³ sur les couvertures du gaz NYMEX et AECO	(70)	70
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 ralentissement économique, par exemple en cas de faiblesse des prix du brut comme celle qui sévit actuellement, 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, sa situation financière, ses résultats d'exploitation, 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 d'exploitation, facilités de crédit inutilisées, billets de trésorerie et disponibilités représentées par ses prospectus préalables de base. Au 31 décembre 2014, la trésorerie et les équivalents de trésorerie se situaient à 883 M\$. La facilité de crédit engagée de 3,0 G\$ 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 2,0 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 le risque de liquidité associé aux répercussions de la baisse des prix du pétrole brut et contre des événements imprévus qui pourraient se produire à court terme et accroître la volatilité de ses flux de trésorerie.

Risques d'exploitation

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

Risque lié à la santé et 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 d'exploitation 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 atténuer les risques liés à la sécurité, à l'exploitation 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 de vente sur les produits de certains emplacements ou de certaines 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 d'exploitation et les flux de trésorerie de la société.

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. Elle pourrait s'engager à l'égard d'infrastructures de transport nouvelles ou en expansion qui lui permettraient d'accéder à de nouveaux marchés ou investir dans des technologies qui améliorent l'efficacité et la rentabilité des possibilités de transport.

La société prévoit que les contraintes en matière de transport se poursuivront dans l'immédiat. Les projets d'oléoducs Keystone XL et Energy East et le projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain, 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. 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 d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain et le projet pipelinier Northern Gateway doivent 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 d'exploitation

Certains risques sont associés à la réalisation et à l'exploitation des projets en amont et des projets de raffinage de Cenovus. À long terme, 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. En janvier 2015, devant la faiblesse actuelle des prix du pétrole brut, la société a révisé son budget d'investissement pour 2015. Le lecteur peut aussi consulter le communiqué de presse daté du 28 janvier 2015 qui présente le budget révisé de 2015. Ce communiqué se trouve sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com, sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov. Les programmes d'investissement de Cenovus 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 d'exploitation ou de difficultés en matière de liquidités. Lorsqu'elle prend des décisions en matière d'activités d'exploitation 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 d'exploitation 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.

La société pressent que le ralentissement marqué qui s'observe dans tout le secteur de l'énergie entraînera une diminution de la demande de main-d'œuvre, de services et de matières. La société pourrait en profiter pour améliorer de sa structure de coûts.

Les risques d'exploitation 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 d'exploitation de la société comprennent notamment la santé et 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. En plus de tirer parti de son Système de gestion opérationnelle, 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 d'exploitation 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 d'exploitation 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 à long terme. 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 2014.

Risque lié au personnel

La mise en œuvre réussie de la stratégie relève de la direction et de son leadership tout autant que de la qualité et de la compétence des salariés. Si la société ne parvient pas à retenir les membres clés de son personnel ou à attirer et à retenir de nouveaux employés possédant le leadership, les compétences et les connaissances techniques nécessaires, ses résultats d'exploitation, son rythme de croissance et sa situation financière pourraient en pâtir. La direction consacre temps et ressources au perfectionnement des connaissances techniques et du leadership de son personnel, à l'élaboration de processus d'affaires, de normes et d'indicateurs et à la gestion efficace du changement. Ce sont là les éléments clés du Système de gestion opérationnelle de Cenovus.

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. 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 sont mis en application.

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 d'exploitation 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 d'exploitation 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.

Loi sur les espèces en péril

La *Loi sur les espèces en péril*, de régime fédéral, qui protège les espèces menacées ou en voie de disparition pourrait restreindre le rythme et l'ampleur des projets de mise en valeur dans les zones d'habitat essentiel des espèces préoccupantes (par exemple, le caribou des bois). Il en est de même des lois et règlements provinciaux qui lui font pendant. Un récent litige mettant en cause le gouvernement fédéral dans le cadre de la *Loi sur les espèces en péril* a soulevé certaines questions relatives à la protection des espèces en péril et de leurs habitats essentiels au niveau fédéral et au niveau provincial. En Alberta, un projet appelé *Caribou Action and Range Planning Project* a été mis sur pied; il vise l'élaboration de plans de protection des habitats et de plans d'action

ayant pour but le maintien et le rétablissement de 15 populations de caribous dans la province. L'adoption de mesures par les gouvernements fédéral et provinciaux pour protéger des espèces en péril, tel le caribou des bois, et leurs habitats dans des zones où Cenovus exerce déjà des activités ou pourrait en exercer éventuellement risque de limiter le rythme et l'ampleur des projets de mise en valeur et, dans certains cas, pourrait même entraîner l'impossibilité de poursuivre la mise en valeur des zones visées ou les activités qui y sont menées.

Permis d'utilisation des eaux

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 d'exploitation, 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 d'exploitation 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 2014 à l'indice appelé *Canada 200 Climate Disclosure Leadership Index*. 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 pour la protection de l'environnement des États-Unis 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 n'intègrent pas de carburants renouvelables à leurs produits pétroliers, 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 d'exploitation 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 *Lower Athabasca Regional Plan* (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 financière 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.

Le gouvernement de l'Alberta a également approuvé le *South Saskatchewan Regional Plan* (le « SSRP »), qui est le second plan régional élaboré en vertu de l'ALSA. Le cadre de gestion défini par le SSRP est semblable à celui du projet LARP. Il s'applique aux activités du secteur Hydrocarbures classiques menées dans le sud de l'Alberta. Jusqu'à maintenant, le SSRP ne devrait pas avoir de répercussions importantes pour les activités liées aux hydrocarbures classiques de la société, mais rien ne garantit que l'expansion future de ces activités ne sera pas compromise.

Le gouvernement de l'Alberta a également entrepris l'élaboration d'un *North Saskatchewan Regional Plan* (le « NSRP »). Ce plan s'appliquera aux activités que mène Cenovus dans le centre de l'Alberta. La première phase des consultations publiques concernant le NSRP est terminée. Rien ne garantit que le NSRP n'aura pas d'incidence importante sur les activités actuelles ou futures dans la région visée.

JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE

Pour l'application des méthodes comptables, la direction 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, *Partenariats*, 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 d'exploitation 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 ou 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 de pétrole brut et de gaz naturel

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. Les estimations tiennent compte de la conjoncture des marchés et de la réglementation au 31 décembre 2014, données qui pourraient varier considérablement durant l'exercice ou au cours d'une période future. Toute variation de ces données pourrait avoir une incidence considérable sur les estimations des réserves, ce qui se répercuterait 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 annuellement par des ERQI qui les transmettent à la société. Se reporter à la rubrique « Perspectives » du présent rapport de gestion pour en savoir plus sur les prix futurs des marchandises.

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 d'exploitation 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 d'exploitation, 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. Se reporter à la rubrique « Perspectives » du présent rapport de gestion pour en savoir plus sur les prix futurs des marchandises et à l'analyse de chaque secteur à présenter pour en savoir plus sur les pertes de valeur d'actifs.

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

Au 31 décembre 2014, 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 prix du pétrole brut et du gaz naturel et le taux d'actualisation. Toutes les réserves ont été évaluées par des ERQI au 31 décembre 2014.

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 :

	2015	2016	2017	2018	2019	Variation annuelle moyenne jusqu'en 2025
WTI (\$ US/baril)	65,00	75,00	80,00	84,90	89,30	2,5 %
WCS (\$/baril)	57,60	69,90	74,70	79,50	83,70	2,5 %
AECO (\$/kpi ³)	3,50	4,00	4,25	4,50	4,70	4,1 %

Taux d'actualisation et d'inflation

Les évaluations des flux de trésorerie futurs actualisés emploient généralement comme point de départ un taux d'actualisation de 10 % et un taux d'inflation de 2 %; ces taux sont fréquemment utilisés dans l'industrie et ce sont ceux qu'utilisent les ERQI retenus par Cenovus lorsqu'ils préparent des rapports sur les réserves. D'autres facteurs économiques et relatifs à l'exploitation 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 et de remise en état des lieux 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. Se reporter à la note 22 afférente aux états financiers consolidés pour en savoir plus sur la variation des coûts de démantèlement.

Charges d'impôt sur le résultat

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels Cenovus exerce ses activités peuvent changer. 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. Se reporter à la rubrique « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion pour en savoir plus sur les modifications apportées aux estimations de l'impôt sur le résultat.

Changements de méthodes comptables

La société a adopté la modification de norme ci-dessous.

Compensation des actifs financiers et des passifs financiers

À compter du 1^{er} janvier 2014, comme il se devait, la société a adopté la version modifiée de la norme comptable internationale (« IAS ») 32, *Instruments financiers : Présentation*, (« IAS 32 »). Les modifications précisent que le droit à compensation des actifs financiers et des passifs financiers doit pouvoir être exercé à la date courante et ne doit pas être conditionnel à la survenance d'un événement futur. L'adoption d'IAS 32 n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés.

Futures prises de position en comptabilité

Un certain nombre de nouvelles normes comptables et d'interprétations ou de modifications de normes comptables entrent en vigueur pour les exercices ouverts le 1^{er} janvier 2015 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 2014. Les normes qui s'appliqueront à Cenovus sont décrites dans les paragraphes qui suivent; elles seront adoptées à leur date d'entrée en vigueur respective.

Comptabilisation des produits

Le 28 mai 2014, l'IASB a publié IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*, (« IFRS 15 »), appelée à remplacer IAS 11, *Contrats de construction*, IAS 18, *Produits des activités ordinaires*, et plusieurs interprétations liées à la comptabilisation des produits. IFRS 15 propose un cadre unique pour la comptabilisation des produits qui s'applique aux contrats conclus avec des clients. La norme stipule qu'une entité doit comptabiliser les produits de manière à refléter le transfert de biens et de services et le montant de la contrepartie qu'elle s'attend à recevoir au moment du transfert du contrôle à l'acheteur. Les obligations d'information ont aussi été élargies.

La nouvelle norme sera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017 et l'adoption anticipée est autorisée. La norme pourra être appliquée de façon rétrospective ou selon une approche rétrospective modifiée. La société examine actuellement l'incidence de l'adoption d'IFRS 15 sur ses états financiers consolidés.

Instruments financiers

Le 24 juillet 2014, l'IASB a publié la version définitive d'IFRS 9, *Instruments financiers*, (« IFRS 9 »), qui remplace IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, (« IAS 39 »).

IFRS 9 définit 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. Ce modèle 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. De plus, un nouveau modèle de présentation des pertes de crédit attendues servant à calculer la dépréciation des actifs financiers remplace le modèle de dépréciation fondé sur les pertes subies défini dans IAS 39. Le nouveau modèle permettra la comptabilisation plus à propos des pertes de crédit attendues. IFRS 9 présente également un modèle simplifié de comptabilité de couverture, qui harmonise davantage cette dernière à la gestion des risques. À l'heure actuelle, la société n'utilise pas la comptabilité de couverture.

IFRS 9 sera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. L'adoption anticipée n'est permise que si toutes les dispositions d'IFRS 9 sont adoptées au début d'une période. La société examine actuellement l'incidence de l'adoption d'IFRS 9 sur ses 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 2014. La direction a utilisé les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework (2013)*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission pour évaluer la conception et l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le CIIF et les CPCI étaient efficaces au 31 décembre 2014.

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 2014. Aucun changement n'a été apporté au CIIF au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014 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, son approche 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 continu 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'efforce de 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 2014, la société a publié son rapport 2013 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 d'exploitation, 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.

La société a été incluse, en décembre 2014, dans l'indice de divulgation de l'information liée aux changements climatiques du projet CDP Canada 200, le *Canada 200 Climate Disclosure Leadership Index*, pour la cinquième 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 2014, les pratiques 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 troisième année de suite, ainsi que dans l'indice Dow Jones de développement durable – Amérique du Nord pour la cinquième année de suite. Les indices Dow Jones de développement durable surveillent la performance financière des sociétés du monde entier qui pratiquent la responsabilité d'entreprise la plus remarquable.

En juin 2014, pour la troisième 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 quatre ans par la revue *Corporate Knights* parmi les 50 meilleures entreprises citoyennes du Canada. Cenovus a aussi été incluse dans l'indice 120 Euronext Vigeo World, qui regroupe les 120 sociétés du monde qui gèrent le mieux leur risque lié à la responsabilité d'entreprise et contribuent le plus au développement durable.

En février 2014, Cenovus a été nommée pour la deuxième année d'affilée au sommet de la liste des sociétés canadiennes ayant adopté les meilleures pratiques durables au classement établi par la revue *Investor Relations*. 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 le spécialiste suisse des placements internationaux dans les entreprises durables qui publie l'indice Dow Jones du développement durable. La revue *Corporate Knights* a aussi nommé Cenovus dans son palmarès mondial 2014 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 2014.

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 prévoit que l'année 2015 sera difficile pour son secteur d'activité. Depuis décembre 2014, les prix du pétrole brut ont continué de baisser et ils resteront sans doute relativement bas pendant toute l'année. Cenovus reste cependant bien positionnée. Elle dispose en effet de solides actifs productifs, d'un portefeuille intégré, d'un bilan sain et de plans d'investissement souples, ce qui devrait lui permettre de relever les défis de 2015. Elle poursuit sa stratégie à long terme, mais elle en a ralenti le rythme afin de mieux l'adapter à la faiblesse actuelle des prix du pétrole brut. La société a révisé son budget d'investissement pour 2015, réduisant ses dépenses d'investissement afin de préserver ses liquidités et la vigueur de son bilan. Le lecteur qui désire en savoir plus à ce sujet est invité à consulter le communiqué de presse de la société daté du 28 janvier 2015 qui présente le budget révisé de 2015 ainsi que le communiqué de presse daté du 11 décembre 2014 qui fait mention de la valeur de l'actif net ciblée publiée précédemment. Ces communiqués de presse se trouvent sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com, sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov.

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 :

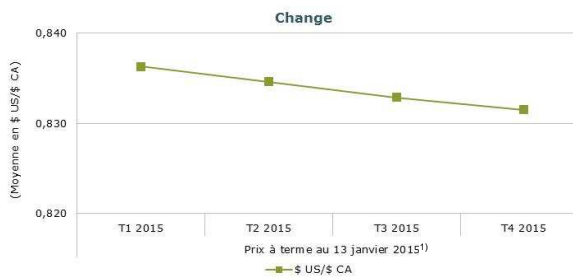
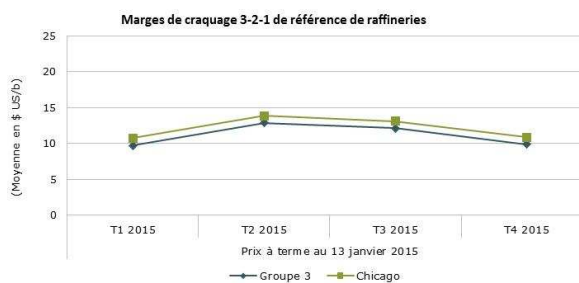
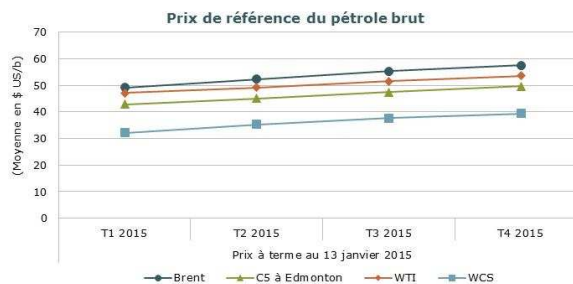
- Selon la société, l'orientation générale des prix du pétrole brut dépendra principalement de la réaction de l'offre en provenance des pays qui ne sont pas membres de l'OPEP au contexte actuel des prix et au rythme de croissance de l'économie mondiale. Dans l'ensemble, la société s'attend à ce que le prix du brut Brent recule au printemps, période où la demande est généralement faible en raison de facteurs saisonniers; ce recul pourrait entraîner l'interruption de la production la moins rentable selon les coûts variables. La réduction de la croissance mondiale de l'offre et l'augmentation annuelle de la demande se combineront aux facteurs saisonniers du second semestre pour favoriser une légère amélioration des prix à la fin de l'année, comme en témoigne la courbe des prix à terme. La plupart des producteurs nord-américains ont annoncé des réductions importantes de leurs dépenses d'investissement, ce qui devrait freiner la croissance de l'offre au cours des prochains trimestres. Toutefois, la société prévoit que les réductions éventuelles de l'offre en provenance des producteurs mondiaux de pétrole non averse ne seront pas aussi marquées, car les habitudes de production dans ce segment sont plus stables et le délai qui s'écoule avant la mise en production des projets y est plus long. La faiblesse actuelle des prix du pétrole brut sert également de soutien à l'essor de l'économie mondiale; or, à part aux États-Unis, l'économie fait face à un risque de déflation grandissant et doit composer avec la transition des marchés émergents. D'ici le milieu de l'exercice, si le marché prend des mesures qui permettent à l'OPEP de conserver sa part de marché, il se peut que cette dernière réduise la production, ce qui soutiendrait quelque peu les prix. À long terme, il est probable que la faiblesse des prix du brut incite les producteurs à réduire leurs coûts et à améliorer l'efficacité de leurs activités, de sorte que les prix du brut resteraient plus bas qu'au cours des dernières années. Toutefois, si l'OPEP persiste à se défaire du rôle de producteur d'appoint qu'elle a toujours joué, la volatilité des prix sera nettement plus élevée qu'à la normale.

- Dans l'ensemble, l'écart Brent-WTI devrait rester au niveau de la fin de 2014. Toute réduction de la croissance de l'offre de pétrole brut comme l'envisage le paragraphe précédent aurait pour effet de réduire l'incidence de la congestion nord-américaine sur l'écart entre le Brent et le WTI.
- L'écart WTI-WCS demeure conditionné par le coût marginal de transport vers la côte américaine du golfe du Mexique. La société est d'avis que la construction de nouvelles infrastructures ferroviaires prévue pour l'année à venir de même que la capacité supplémentaire de transport pipelinier devraient accroître la capacité de prise en charge au départ de l'Alberta. L'écart sera sans doute quelque peu variable en raison de l'incertitude qui entoure la concrétisation de ces nouvelles infrastructures, mais la société s'attend en définitive à un rétrécissement de l'écart par rapport à celui de la fin de 2014.

La société s'attend à ce que les marges de craquage moyennes demeurent assez stables par rapport à la fin de 2014, jusqu'à ce qu'une remontée de la demande saisonnière aux États-Unis se traduise par un relèvement des prix des produits raffinés.

Les prix du gaz naturel devraient reculer pendant toute l'année 2015 comparativement aux prix de la fin de 2014. Les stocks de puits forés, mais non achevés devraient maintenir la vigueur de la croissance de l'offre même si l'activité s'étiole dans tout le secteur.

La moyenne des prix du change à terme se chiffre à 0,834 \$ US/1 \$ CA pour les quatre prochains trimestres. Après la récente coupure du taux directeur de la Banque du Canada, le dollar canadien s'est encore incliné par rapport au



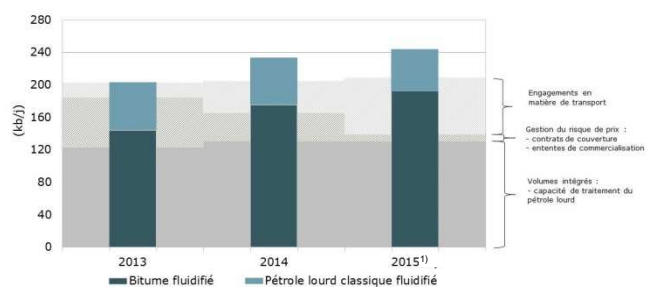
1) Consulter les sensibilités aux taux de change exprimées dans les indications actuelles de la société figurant à l'adresse cenovus.com.

dollar américain. L'essor économique aux États-Unis et le moment où les banques centrales du Canada et des États-Unis prendront des décisions clés au chapitre des taux d'intérêt seront les deux agents qui dicteront les fluctuations du change à venir. En définitive, la société s'attend à ce que le dollar canadien reste relativement faible au cours des douze prochains mois, comparativement à sa valeur à la fin de 2014, ce qui favoriserait les produits des activités ordinaires et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la société.

L'exposition de Cenovus aux écarts entre le pétrole léger et le pétrole lourd s'exerce en raison de l'équilibre mondial entre ces deux marchandises et de la congestion au Canada. 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 et ententes en matière de transport** – Cenovus apporte son soutien aux projets de transport servant à acheminer le pétrole des zones de production jusqu'aux marchés côtiers.

Protection contre la congestion du brut au Canada



1) Capacité de production brute prévue.

Priorités pour 2015

Maintien de la capacité d'adaptation financière

La société dispose de solides actifs productifs, d'un portefeuille intégré et d'un bilan sain qui l'ont bien positionnée pour lui permettre de relever les défis de 2015. Le processus de planification des investissements de la société comporte un certain degré de souplesse, et les dépenses d'investissement ont été réduites en raison des prix des marchandises et d'autres facteurs économiques. Ainsi la société conserve sa vigueur et sa capacité d'adaptation financières et elle peut poursuivre l'exécution de sa stratégie sans compromettre ses plans d'avenir. La société continuera de réexaminer périodiquement ses programmes d'investissement tout en surveillant de près l'évolution des prix du brut en 2015.

Resserrement de la structure de coûts

Cenovus remet toujours en question 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 a repéré des moyens de réaliser des compressions annuelles de ses charges d'exploitation et de ses dépenses d'investissement de 400 M\$ à 500 M\$ dans les exercices à venir.

Par suite du ralentissement du secteur de l'énergie, la société s'attend à voir des réductions de la demande de main-d'œuvre, de services et de matières qui pourraient se transformer pour la société en occasions d'amélioration de sa structure de coûts.

Accès aux marchés

La société reste déterminée à accéder à de nouveaux marchés pour sa production de pétrole brut. Ses stratégies à court et à moyen terme comprennent notamment le soutien constant apporté aux projets de construction de nouveaux pipelines qui relieront les installations de la société à de nouveaux marchés aux États-Unis et ailleurs, l'expédition de 10 % à 20 % de sa production de pétrole brut par transport ferroviaire, l'évaluation des possibilités d'élargissement de la gamme de produits offerts (en y ajoutant notamment les bitumes dilués existants, le bitume sous-fluidifié ou le bitume déshydraté) pour maximiser la valeur de son pétrole et l'expansion éventuelle de sa capacité de raffinage à mesure que la production croît.

En 2014, la société a conclu pour environ 7 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. En outre, elle a accru sa capacité de transport ferroviaire de pétrole brut qui se chiffre maintenant à quelque 30 000 barils par jour.

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 » « futur », « pouvoir », « capacité », « 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 et des échéanciers et étapes déterminantes connexes, de la valeur future projetée ou de la valeur de l'actif net projetée, des projections pour 2015 et par la suite, du résultat d'exploitation et des résultats financiers projetés, des dépenses d'investissement prévues, de leur calendrier de réalisation et de leur financement, 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 plans et de la stratégie en matière de dividendes, notamment en ce qui a trait au régime de réinvestissement 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, des cotes de solvabilité futures et du rendement projeté pour les actionnaires. 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 d'exploitation 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 2015 se fondent sur un nombre moyen d'environ 760 millions d'actions ordinaires en circulation, après dilution, et sur les données hypothétiques suivantes : Brent, 53,50 \$ US/b; WTI, 50,50 \$ US/b; Western Canadian Select, 36,25 \$ US/b; NYMEX, 3,00 \$ US/MBtu; AECO, 2,70 \$/GJ; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 11,75 \$ US/b; et taux de change, 0,83 \$ US/\$ CA.

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, l'efficacité des stratégies de couverture et la suffisance des liquidités; 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 de manière générale, et la capacité de le faire selon des modalités acceptables; les changements apportés aux cotes de solvabilité de la société ou de l'un ou l'autre de ses titres; les modifications apportées aux plans et à la stratégie de la société en matière de dividendes, notamment en ce qui a trait au régime de réinvestissement des dividendes; 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 2014, 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 2014 par nos ERQI en conformité avec le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* et les exigences du *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*.

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 2014, 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 2014, 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

bep	baril d'équivalent de pétrole
kbep	millier de barils d'équivalent de pétrole
MC	marque de commerce de Cenovus Energy Inc.