



## RAPPORT DE GESTION POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 30 SEPTEMBRE 2014

### **TABLE DES MATIÈRES**

APERÇU DE CENOVUS.....	2
FAITS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS DU TRIMESTRE .....	4
RÉSULTATS D'EXPLOITATION .....	6
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS .....	9
RÉSULTATS FINANCIERS.....	11
SECTEURS À PRÉSENTER .....	18
SABLES BITUMINEUX.....	19
HYDROCARBURES CLASSIQUES.....	27
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION .....	34
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS .....	36
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT .....	38
GESTION DES RISQUES .....	41
JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE .....	42
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	43
TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE .....	43
PERSPECTIVES .....	43
MISE EN GARDE.....	46
ABRÉVIATIONS.....	47

*Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société »), daté du 22 octobre 2014, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre clos le 30 septembre 2014 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires »), les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2013 et les notes annexes (les « états financiers consolidés ») et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2013 (le « rapport de gestion annuel »). Toute l'information et toutes les déclarations figurant dans le présent rapport de gestion sont en date du 22 octobre 2014, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion constitue une mise à jour du rapport de gestion annuel et contient de l'information prospective concernant les prévisions, estimations, projections et hypothèses actuelles de Cenovus. Pour se renseigner sur les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon significative ainsi que sur les principales hypothèses sous-jacentes à cette information prospective, lire la rubrique « Mise en garde ». La direction prépare les rapports de gestion intermédiaires, et le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») les approuve. Le comité d'audit a examiné le rapport de gestion annuel et en a recommandé l'approbation au conseil. Des renseignements supplémentaires sur Cenovus, notamment ses rapports trimestriels et annuels, sa notice annuelle et le formulaire 40-F qui la concerne peuvent être consultés sur SEDAR, à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com), sur EDGAR, à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov) et sur le site Web de la société, à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com). L'information présentée sur le site Web de Cenovus ou se rapportant à celui-ci, 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 intermédiaires, qui sont présentés de façon comparative, sont dressés en dollars canadiens, sauf lorsqu'il est fait mention d'une autre devise. Ils ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS » ou « PCGR ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Les volumes de production sont présentés avant déduction des redevances.*

#### **Mesures hors PCGR**

*Certaines mesures financières qui figurent dans le présent document, notamment les flux de trésorerie liés aux activités 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. Ces 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 30 septembre 2014, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 23 G\$. La société est engagée dans la mise en valeur, la production et la commercialisation du pétrole brut, des liquides du gaz naturel (« LGN ») et du gaz naturel au Canada et elle possède des installations de raffinage aux États-Unis. Au cours des neuf premiers mois de 2014, la production moyenne de pétrole brut et de LGN (ensemble, le « pétrole brut ») de Cenovus a dépassé 199 200 barils par jour, et la production moyenne de gaz naturel a été de 491 Mpi<sup>3</sup>/j. Les raffineries ont traité en moyenne 424 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 446 000 barils bruts par jour de produits raffinés.

### Stratégie

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

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

- les sables bitumineux assurent sa croissance;
- le pétrole brut classique lui permet de dégager des flux de trésorerie à court terme et diversifie ses sources de revenus;
- 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.

La société axe ses efforts sur la mise en valeur de ses importantes ressources de pétrole brut, principalement celles de Foster Creek, Christina Lake, Narrows Lake, Telephone Lake et Grand Rapids et celles de ses zones de pétrole classique. 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, et la société poursuivra l'évaluation des nouvelles ressources au moyen de son programme annuel de forage de puits d'exploration stratigraphiques.

Cenovus a l'intention de 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. Elle prévoit que les dépenses d'investissement nécessaires pour atteindre cet objectif de production seront principalement financées en interne à l'aide, d'une part, des flux de trésorerie que dégagent les activités de production de pétrole brut et de gaz naturel ainsi que les activités de raffinage de la société et, d'autre part, d'une utilisation prudente de ses liquidités et capacités d'emprunt. La société continue de s'affairer à concrétiser son plan d'affaires d'une manière sécuritaire, fiable et prévisible en mettant à profit les solides assises qu'elle a édifiées jusqu'à maintenant.

### 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 ») :

	Période de neuf mois close le 30 septembre 2014		
	Participation (%)	Volumes de production nette (b/j)	Volumes de production brute (b/j)
<b>Projets existants</b>			
Foster Creek	50	56 070	112 140
Christina Lake	50	67 400	134 800
Narrows Lake	50	-	-
<b>Nouveaux projets</b>			
Telephone Lake	100	-	-
Grand Rapids	100	-	-

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

## 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 revenus 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 des raffineries; elle procure également à la société des flux de trésorerie contribuant au financement des occasions de croissance.

(en millions de dollars)	Période de neuf mois close le 30 septembre 2014	
	Pétrole brut <sup>1)</sup>	Gaz naturel
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>2)</sup>	1 087	399
Dépenses d'investissement	601	20
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>486</b>	<b>379</b>

1) Y compris les LGN.

2) Mesure non conforme aux PCGR définie ailleurs dans le présent rapport de gestion.

En Alberta et en Saskatchewan, 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, des actifs de pétrole lourd à Pelican Lake de même que 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. Lorsque la société a ainsi une participation directe dans la production tirée de terrains détenus en propriété inconditionnelle, elle ne verse pas de redevances à un tiers, mais 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 ont dégagé des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 122 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014. Environ 50 % de la production totale d'hydrocarbures classiques provient de terrains détenus en propriété inconditionnelle.

## 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 atténue la volatilité découlant des fluctuations des prix des marchandises en Amérique du Nord. Ce secteur englobe également les activités de commercialisation des achats et des ventes de produits de tiers, qui sont menées afin d'assurer une souplesse opérationnelle au chapitre des engagements de transport, de la qualité des produits, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

(en millions de dollars)	Période de neuf mois close le 30 septembre 2014
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>1)</sup>	533
Dépenses d'investissement	111
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>422</b>

1) Mesure non conforme aux PCGR définie ailleurs dans le présent rapport de gestion.

## Technologie et environnement

Le développement de technologies, les activités de recherche et l'environnement jouent des rôles de plus en plus décisifs dans toutes les facettes des activités de Cenovus. La société continue de rechercher de nouvelles technologies et développe activement ses propres technologies dans le but d'accroître les taux de récupération des réservoirs tout en réduisant les quantités d'eau, de gaz naturel et d'électricité consommés dans le cadre de ses activités d'exploitation, en limitant 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 et d'affirmer l'assise de la réputation d'excellence que possède la société en matière d'exécution de projets. Les considérations environnementales sont inscrites dans toutes les activités de la société, dont l'approche a pour objectif de réduire son empreinte environnementale.

### Dividende

La discipline rigoureuse de la société en matière d'affectation du capital tient compte du versement d'un dividende à la fois solide et durable à ses actionnaires dans le cadre du rendement total qu'elle leur procure. Au cours de chacun des trois premiers trimestres de 2014, la société a versé un dividende de 0,2662 \$ par action, soit 10 % de plus qu'aux trimestres correspondants de 2013.

## FAITS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS DU TRIMESTRE

Au troisième trimestre, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation sont restés à peu près au même niveau qu'au trimestre correspondant de 2013. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont ont augmenté par rapport au trimestre correspondant du dernier exercice grâce à une croissance remarquable de la production de pétrole brut et à la hausse des prix du gaz naturel. Cette augmentation a été annulée par un recul de 11 % des prix du pétrole brut. Bien que la diminution des prix du pétrole brut ait réduit le coût de la charge d'alimentation en pétrole lourd des raffineries, une interruption de service non planifiée à la raffinerie de Borger et le commencement d'une révision prévue au calendrier de la raffinerie de Wood River ont considérablement limité la production de produits raffinés, ce qui a eu pour effet de réduire les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage.

### Comparaison des résultats d'exploitation du troisième trimestre de 2014 par rapport à ceux du troisième trimestre de 2013

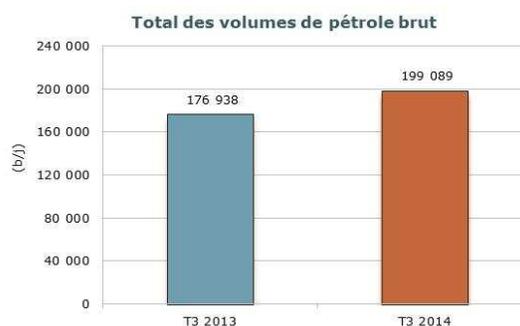
Au troisième trimestre, la production moyenne de pétrole brut a totalisé 199 089 barils par jour, ce qui représente une hausse de 13 % par rapport à 2013.

La production de pétrole brut tirée du secteur Sables bitumineux s'est élevée en moyenne à 125 089 barils par jour, soit une augmentation de 23 % attribuable principalement à l'augmentation de 30 % de la production de Christina Lake. Cette dernière s'est en effet chiffrée à 68 458 barils par jour en moyenne, car la phase E a atteint sa capacité nominale au cours du deuxième trimestre de 2014 et l'ensemble des installations fonctionnent maintenant à environ 99 % de la capacité totale.

La production de Foster Creek s'est établie en moyenne à 56 631 barils par jour, soit une hausse de 15 % attribuable à un accroissement du nombre de puits forés à l'aide de la technologie Wedge Well<sup>MC</sup> qui ont été mis en service et à la révision prévue au calendrier moins importante réalisée au troisième trimestre de 2014, celle-ci ayant eu moins d'incidence sur la production que n'en avait eu la révision de grande envergure effectuée au troisième trimestre de 2013. 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.

La production de pétrole brut tirée du secteur Hydrocarbures classiques s'est établie en moyenne à 74 000 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 a été annulé par une légère diminution de la production tirée de Pelican Lake, les baisses normales de rendement prévues et la vente des biens de Bakken en avril 2014. La production tirée de Pelican Lake a un peu diminué par suite d'une révision prévue, diminution qui a été compensée en partie par les nouveaux puits intercalaires entrés en service et les résultats plus probants du programme d'injection de polymères.

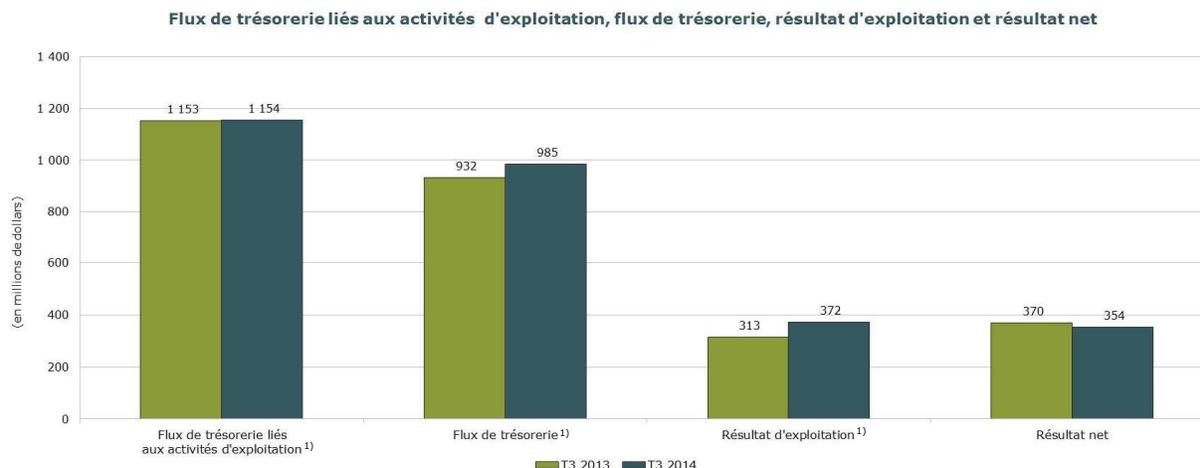
Par suite de l'interruption de service non planifiée d'une unité de cokéfaction à la raffinerie de Borger et d'une révision prévue, entamée à la fin de septembre 2014, à celle de Wood River, le pétrole brut traité et la production de produits raffinés ont diminué. Les raffineries de la société ont traité en moyenne 407 000 barils bruts par jour de pétrole brut (464 000 en 2013), dont 201 000 barils bruts par jour de brut lourd (240 000 en 2013). La production s'est chiffrée à 429 000 barils bruts par jour de produits raffinés, soit 58 000 barils bruts ou 12 % de moins par jour.



Les autres résultats d'exploitation importants du troisième trimestre de 2014 comprennent notamment :

- la production de la phase F, la onzième phase d'expansion des sables bitumineux de la société, a commencé à Foster Creek en septembre;
- la société a clôturé la vente de certains de ses biens de Wainwright pour un produit net d'environ 234 M\$;
- au total, quelque 12 700 barils par jour de pétrole brut ont été acheminés par transport ferroviaire, dont 18 expéditions par train-bloc.

### Comparaison des résultats financiers du troisième trimestre de 2014 par rapport à ceux du troisième trimestre de 2013



1) Mesure non conforme aux PCGR définie ailleurs dans le présent rapport de gestion.

Les faits saillants financiers du troisième trimestre de 2014 par rapport au trimestre correspondant de 2013 comprennent notamment :

#### Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires se sont chiffrés à 4 970 M\$, soit une diminution de 105 M\$, ou 2 %, en raison des facteurs suivants :

- les produits du secteur Raffinage et commercialisation ont reculé de 315 M\$, essentiellement en raison de la diminution de la production de produits raffinés et du recul des prix des produits raffinés qui suit la diminution des prix de référence, à savoir ceux de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et du diesel à très faible teneur en soufre à Chicago; ces facteurs ont été en partie compensés par l'affaiblissement du dollar canadien;
- les prix de vente du pétrole brut fluidifié se sont repliés en proportion du recul du prix de référence, à savoir le Western Canada Select (« WCS »).

La diminution des produits des activités ordinaires a été en partie neutralisée par un accroissement des volumes de vente de pétrole brut fluidifié et la hausse des prix de vente du gaz naturel.

#### Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

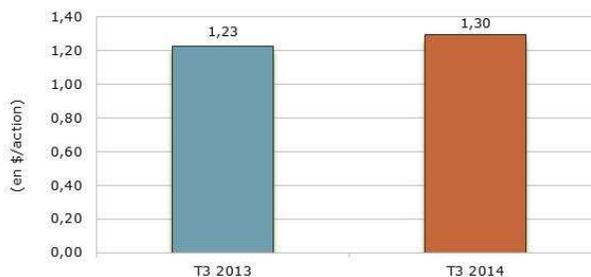
Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont chiffrés à 1 154 M\$, soit à peu près le même montant qu'au trimestre correspondant de 2013. Les flux de trésorerie tirés des activités d'exploitation en amont ont augmenté de 7 % par suite de l'accroissement des volumes de vente de pétrole brut et d'une hausse des prix de vente du gaz naturel, facteurs en partie annulés par la baisse des prix de vente du pétrole brut.

L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont a été en partie contrebalancée par la diminution de 51 % des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation. Cette diminution s'explique principalement par un recul de la production de produits raffinés faisant suite à l'interruption de service non planifiée d'une unité de cokéfaction et à une révision prévue, événements en partie neutralisés par une baisse du coût du pétrole brut alimentant les raffineries et un accroissement des marges de craquage moyennes sur le marché.

### Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie ont augmenté de 53 M\$ et se sont chiffrés à 985 M\$. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation sont restés à peu près les mêmes qu'au trimestre correspondant, comme il est mentionné plus haut, mais les flux de trésorerie ont augmenté, surtout grâce à la baisse des charges financières. Si ces dernières ont diminué, c'est d'une part parce qu'au troisième trimestre de 2013 une prime avait été payée au remboursement anticipé de billets non garantis de premier rang et, d'autre part, parce que les intérêts ont baissé en 2014 par suite du règlement anticipé, au premier trimestre, de l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise.

Flux de trésorerie par action – dilués



### Résultats d'exploitation

Les résultats d'exploitation ont augmenté de 59 M\$, soit 19 %, et se sont chiffrés à 372 M\$. Cette hausse est principalement attribuable à l'accroissement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation mentionné ci-dessus et à la baisse de la charge d'impôt se rapportant aux résultats d'exploitation et a été en partie contrebalancée par une augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement.

### Résultat net

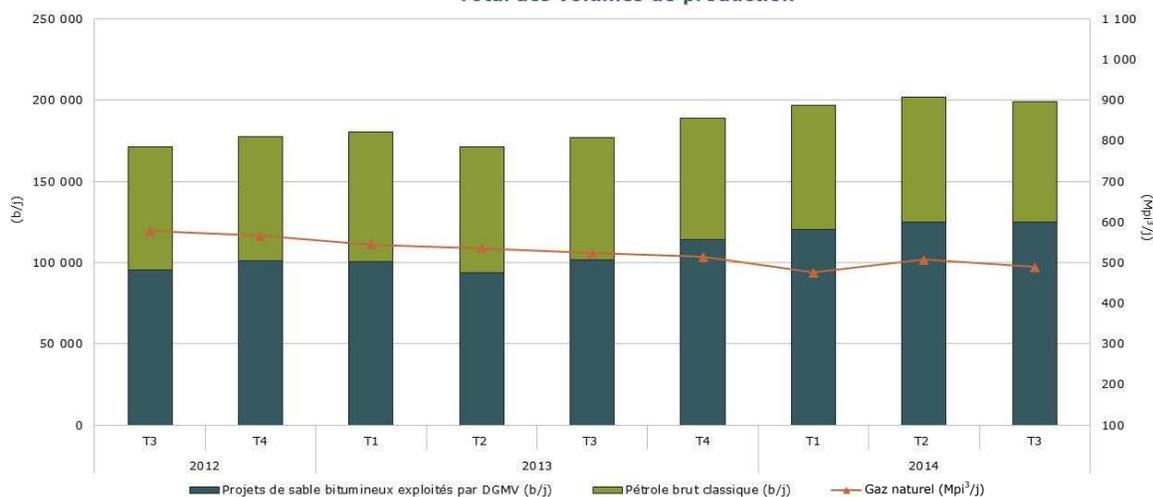
Le résultat net s'est élevé à 354 M\$, soit à peu près au même niveau qu'au trimestre correspondant, car la variation des profits latents liés à la gestion des risques et le profit à la vente de certains des biens de Wainwright ont contrebalancé en grande partie la variation de la perte de change latente autre que d'exploitation sur la dette libellée en dollars américains faisant suite à l'affaiblissement du dollar canadien.

### Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 750 M\$, la plus grande partie ayant été consacrée aux actifs du secteur Sables bitumineux. La société s'affaire toujours en priorité à l'aménagement des phases d'expansion de Foster Creek et de Christina Lake et aux travaux de construction à Narrows Lake.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Total des volumes de production



## Volumes de production de pétrole brut

(en barils par jour)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2014	Variation	2013	2014	Variation	2013
<b>Sables bitumineux</b>						
Foster Creek	56 631	15 %	49 092	56 070	5 %	53 450
Christina Lake	68 458	30 %	52 732	67 400	49 %	45 211
	125 089	23 %	101 824	123 470	25 %	98 661
<b>Hydrocarbures classiques</b>						
Pelican Lake	24 196	(3) %	24 826	24 593	2 %	24 162
Pétrole lourd (autre)	14 900	(4) %	15 507	15 467	(4) %	16 163
Total pour le pétrole lourd	39 096	(3) %	40 333	40 060	(1) %	40 325
Pétrole moyen et léger	33 548	- %	33 651	34 488	(4) %	36 081
LGN <sup>1)</sup>	1 356	20 %	1 130	1 200	18 %	1 018
	74 000	(1) %	75 114	75 748	(2) %	77 424
<b>Total de la production de pétrole brut</b>	<b>199 089</b>	<b>13 %</b>	<b>176 938</b>	<b>199 218</b>	<b>13 %</b>	<b>176 085</b>

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 et que le rendement des installations de la société s'est accru. 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 des phases A et B ont été traités par l'usine des phases C, D et E.

La production à Foster Creek a augmenté par rapport à 2013 parce que davantage de puits forés à l'aide de la technologie Wedge Well<sup>MC</sup> sont entrés en service et que la révision prévue au calendrier et entreprise à la fin du troisième trimestre de 2014 était de moins grande envergure et a donc eu moins d'incidence sur la production que la grande révision effectuée en 2013, toujours selon le calendrier prévu. 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, la production de la phase F a commencé, et la capacité nominale devrait être atteinte d'ici dix-huit mois.

À Foster Creek, le projet d'optimisation du positionnement des buses d'injection se poursuit toujours selon l'échéancier, et la société surveille de près les conditions dans le réservoir afin d'observer la trajectoire de la vapeur d'un emplacement de puits à l'autre. La société travaille aussi à améliorer le déplacement de la vapeur le long des puits individuels au moyen de nouveaux procédés.

La production de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques a diminué en 2014. En effet, l'accroissement de la production par suite de la bonne performance des puits horizontaux du sud de l'Alberta a été plus qu'annulé par les baisses normales de rendement prévues et la vente des biens de Lower Shaunavon et de Bakken en juillet 2013 et en avril 2014, respectivement. La production tirée de Pelican Lake a légèrement diminué au troisième trimestre en raison d'une révision prévue. La production des neuf premiers mois de l'exercice à Pelican Lake a été supérieure à celle de la période correspondante de l'exercice précédent grâce aux meilleurs résultats du programme d'injection de polymères et à la mise en service de nouveaux puits intercalaires.

## Volumes de production de gaz naturel

(en Mpi <sup>3</sup> par jour)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Hydrocarbures classiques	466	500	469	514
Sables bitumineux	23	23	22	21
	489	523	491	535

En 2014, la production de gaz naturel a diminué comme prévu. La société continue 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

	Trimestres clos les 30 septembre				Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	Pétrole brut <sup>1)</sup> (\$/b)		Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )		Pétrole brut <sup>1)</sup> (\$/b)		Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Prix <sup>2)</sup>	76,57	86,28	4,22	2,83	77,04	69,91	4,52	3,20
Redevances	6,52	7,40	0,08	0,05	6,56	5,28	0,08	0,05
Transport et fluidification <sup>2)</sup>	3,08	3,61	0,11	0,10	2,96	3,00	0,11	0,11
Charges d'exploitation	14,60	15,29	1,24	1,13	16,41	15,88	1,24	1,14
Taxes à la production et impôts miniers	0,54	0,59	0,05	0,03	0,52	0,58	0,06	0,02
<b>Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>51,83</b>	59,39	<b>2,74</b>	1,52	<b>50,59</b>	45,17	<b>3,03</b>	1,88
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(0,45)	(2,02)	0,11	0,38	(1,78)	0,45	0,03	0,31
<b>Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>51,38</b>	57,37	<b>2,85</b>	1,90	<b>48,81</b>	45,62	<b>3,06</b>	2,19

1) Y compris les LGN.

2) Les prix du pétrole brut et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats qui sont mélangés au pétrole lourd. Le coût des condensats, calculé en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification, s'est chiffré à 28,48 \$ le baril pour le troisième trimestre (25,16 \$ le baril en 2013) et à 31,92 \$ le baril pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 (28,05 \$ le baril en 2013).

Au troisième trimestre de 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 diminué principalement à cause de la baisse des prix de vente, qui concorde avec le repli des prix de référence du West Texas Intermediate (« WTI »), du WCS et du Christina Dilbit Blend (« CDB »); ce repli a été compensé en partie par la dépréciation du dollar canadien.

Pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, 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; cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des prix de vente, qui correspond au raffermissement des prix de référence et à l'affaiblissement du dollar canadien.

Toujours en 2014, le prix net opérationnel moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a augmenté principalement sous l'effet de la hausse des prix de vente, qui a été annulée en partie par l'accroissement des charges d'exploitation unitaires découlant de la diminution des volumes de production.

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

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2014	Variation	2013	2014	Variation	2013
Production de pétrole brut (kb/j)	407	(12) %	464	424	(4) %	440
Pétrole lourd	201	(16) %	240	205	(8) %	223
Produits raffinés (kb/j)	429	(12) %	487	446	(3) %	461
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	88	(13) %	101	92	(4) %	96

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

Au cours du trimestre, l'interruption de service non planifiée survenue à une unité de cokéfaction de la raffinerie Borger ainsi que le commencement d'une révision prévue à celle de Wood River ont entraîné la réduction des volumes de pétrole brut traités et de la production de produits raffinés par rapport à 2013. L'interruption de service non planifiée a duré près de deux semaines. Quant à la révision prévue de la raffinerie de Wood River, elle sera terminée au début du quatrième trimestre de 2014. La production de produits raffinés cumulative depuis le début de l'exercice a diminué par rapport à la période correspondante en raison des interruptions de service du troisième trimestre de 2014. En 2013, l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur à la raffinerie de Wood River au deuxième trimestre avait aussi nui aux volumes traités, mais dans des proportions moindres.

La diminution des volumes de pétrole lourd traités s'explique par l'optimisation de la charge d'alimentation totale en pétrole brut de chacune des raffineries.

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

## PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS

En ce qui concerne les résultats financiers de Cenovus, les principaux inducteurs de performance sont les prix des marchandises, les écarts de prix, les marges de craquage des raffineries, ainsi que le taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. Le tableau qui suit présente certains prix de référence et les taux de change moyens du dollar américain par rapport au dollar canadien destinés à faciliter la lecture des résultats financiers de la société.

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

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre				
	2014	2013	T3 2014	T2 2014	T3 2013
<b>Prix du pétrole brut (\$ US/b)</b>					
<b>Brent</b>					
Moyenne	107,02	108,57	103,39	109,77	109,71
Fin de la période	94,67	108,37	94,67	112,36	108,37
<b>WTI</b>					
Moyenne	99,61	98,14	97,17	102,99	105,82
Fin de la période	91,16	102,33	91,16	105,37	102,33
Écart moyen Brent/WTI	7,41	10,43	6,22	6,78	3,89
<b>WCS<sup>2)</sup></b>					
Moyenne	78,49	75,28	76,99	82,95	88,34
Fin de la période	75,84	70,39	75,84	83,18	70,39
Écart moyen WTI/WCS	21,12	22,86	20,18	20,04	17,48
<b>Prix moyen des condensats (C5 à Edmonton)</b>					
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	(0,80)	(6,04)	3,72	(2,16)	2,02
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	(21,92)	(28,90)	(16,46)	(22,20)	(15,46)
<b>Moyenne des prix des produits raffinés (\$ US/b)</b>					
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	116,11	120,62	113,30	121,98	119,58
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	122,91	127,75	118,56	124,34	126,81
<b>Moyenne des marges de craquage du WTI 3-2-1 des raffineries (\$ US/b)</b>					
Chicago	18,61	24,93	17,57	19,72	16,19
Groupe 3	17,27	24,17	16,65	17,75	17,35
<b>Moyenne des prix du gaz naturel</b>					
Prix AECO (\$/kpi <sup>3</sup> )	4,55	3,17	4,22	4,67	2,82
Prix NYMEX (\$ US/kpi <sup>3</sup> )	4,56	3,67	4,06	4,67	3,58
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/kpi <sup>3</sup> )	0,39	0,57	0,16	0,40	0,89
<b>Taux de change (\$ US/\$ CA)</b>					
Moyenne	0,914	0,977	0,918	0,917	0,963

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 83,87 \$ le baril au troisième trimestre de 2014 (91,73 \$ le baril en 2013) et à 85,88 \$ le baril pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 (77,05 \$ le baril en 2013).

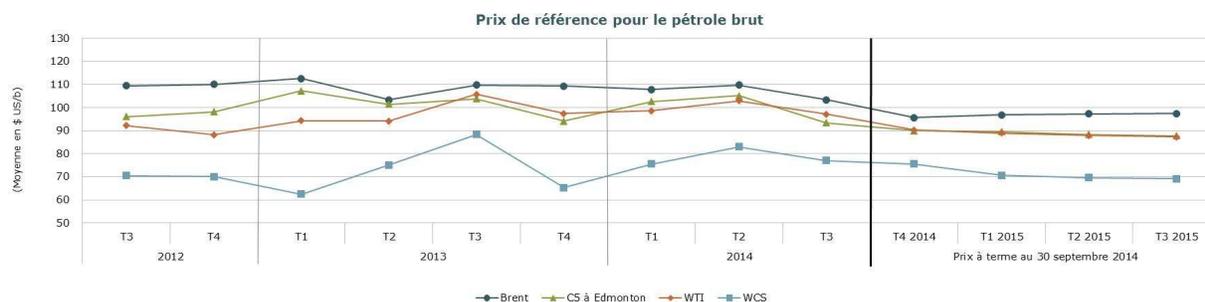
### Prix de référence – pétrole brut

Le prix de référence du Brent est un bon indicateur des prix du pétrole brut mondiaux et indique mieux que le WTI, selon Cenovus, les prix des produits raffinés intérieurs. Le prix moyen du pétrole brut Brent a diminué de 6,32 \$ US le baril au cours du trimestre clos le 30 septembre 2014 par rapport au trimestre correspondant de 2013. La baisse des prix s'explique par la détérioration de l'économie européenne et chinoise, qui a réduit la demande de pétrole brut, le retour sporadique de l'offre libyenne de brut et la croissance constante de l'offre de brut de provenance nord-américaine. Pour les neuf mois écoulés depuis le début de l'exercice, le prix moyen du pétrole brut Brent a baissé, sauf au deuxième trimestre, où les prix étaient plus élevés à cause de l'agitation en Irak. La variation d'un exercice par rapport à l'autre traduit la faiblesse économique en Europe et en Chine.

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 élargi de 2,33 \$ US le baril au cours du trimestre clos le 30 septembre 2014 du fait que la croissance de l'offre intérieure de pétrole brut aux États-Unis a créé une certaine congestion pour le pétrole brut léger, aussi bien à l'intérieur des terres que dans la région de la côte américaine du golfe du Mexique. L'écart moyen a rétréci de 3,02 \$ US le baril pour les neuf premiers mois de l'exercice, car la construction de nouvelles infrastructures de transport par pipeline entre la région de Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique a contribué à soulager la grave 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 élargi de 2,70 \$ US le baril au cours du troisième trimestre par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette variation est principalement imputable à la croissance de l'offre de brut en Alberta et à l'utilisation accrue des pipelines. Pour les neuf premiers mois, l'écart a rétréci de 1,74 \$ US par baril en raison de l'accroissement des volumes de pétrole brut lourd canadien expédié par transport ferroviaire, qui donne accès à davantage de marchés nord-américains, et de l'amélioration de la performance des pipelines, qui améliore l'accès aux raffineries américaines. 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 cours de l'exercice, et leur capacité de production augmente sans cesse.

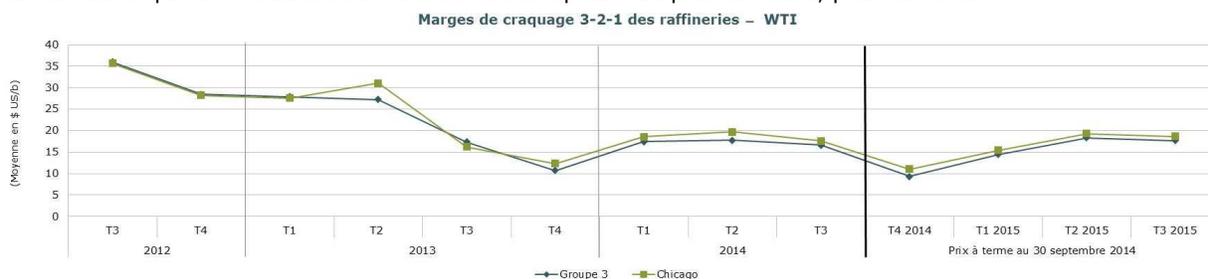
La fluidification du bitume et du pétrole lourd au moyen de condensats permet le transport de la production de Cenovus. Les ratios de fluidification de la société varient de 10 % à 33 % environ. L'écart WCS-condensats est un point de référence important, car lorsque cet écart diminue, la récupération 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 aux prix de 2013, les prix des condensats à Edmonton ont diminué de 10,35 \$ US le baril au cours du trimestre en raison de la chute des prix du brut à l'échelle mondiale et du rétrécissement de l'écart entre le prix sur la côte américaine du golfe du Mexique et le prix à Edmonton, qui découle de l'accroissement de la capacité de transport par pipeline. Pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, les prix des condensats ont diminué de 3,77 \$ US le baril par suite de l'accroissement de la capacité des pipelines reliant la côte américaine du golfe du Mexique à l'Ouest canadien, qui a pour effet d'accroître l'offre de condensats. Enfin, l'écart WCS-condensats s'est élargi au troisième trimestre de 2014 par rapport à la période correspondante de 2013, principalement par suite de l'accroissement de l'offre de pétrole brut en Alberta. Pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, l'écart WCS-condensats s'est au contraire resserré, principalement par suite de l'accroissement de l'offre de condensats en Alberta.



### 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 sur le WTI 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 du Brent et de la forte utilisation par les raffineries, ce dernier facteur ayant fait augmenter l'offre de produits. Les marges de craquage moyennes pour le trimestre sont restées à peu près les mêmes qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, les marges sur le marché intérieur des États-Unis, à Chicago, et sur le marché du groupe 3 ont chuté par rapport à 2013, principalement à cause du raffermissement des prix du WTI par rapport aux prix mondiaux du brut et de la réduction des interruptions de la production des raffineries en 2014.

Les marges de craquage qu'obtient la société sont tributaires de nombreux autres facteurs, dont la diversité des sources de charge de pétrole brut, la configuration de la raffinerie et la production, outre les coûts de la charge d'alimentation qui sont évalués selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.



## Autres prix de référence

En 2014, les prix moyens du gaz naturel ont augmenté par rapport à ceux du dernier exercice 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 et du gaz naturel de la société sont établis directement en dollars américains ou en fonction de prix de référence libellés dans cette devise. De plus, comme les résultats liés au raffinage sont libellés en dollars américains, toute dépréciation du dollar canadien améliore les résultats que déclare la société, bien qu'un affaiblissement gonfle aussi les dépenses d'investissement liées au raffinage de la société pour la période écoulée et entraîne des pertes de change latentes sur la dette libellée en dollars américains. Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, le dollar canadien s'est incliné de 0,05 \$ ou 5 % et de 0,06 \$ ou 6 %, respectivement, devant le dollar américain. Ce recul s'explique par le rétrécissement des différentiels d'intérêts entre les États-Unis et le Canada, la Banque du Canada ayant cessé de craindre le risque d'inflation pour s'inquiéter du risque de déflation. La dépréciation du dollar canadien en 2014 par rapport à 2013 a eu pour effet d'accroître de 970 M\$ US les produits des neuf premiers mois de l'exercice.

## RÉSULTATS FINANCIERS

### Sommaire des résultats financiers consolidés

Pour bien comprendre les tendances et les événements qui ont eu une incidence sur les résultats financiers de la société, le lecteur doit parcourir la présente analyse en parallèle avec le rapport de gestion annuel de 2013 et les rapports de gestion trimestriels de 2014. Les principaux indicateurs de performance sont analysés en détail dans les paragraphes qui suivent.

(en M\$, sauf les montants par action)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2014			2013				2012	
	2014	2013	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>15 404</b>	13 910	<b>4 970</b>	5 422	5 012	4 747	5 075	4 516	4 319	3 724	4 340
<b>Flux de trésorerie liés aux activités<sup>1), 2)</sup></b>	<b>3 619</b>	3 492	<b>1 154</b>	1 296	1 169	976	1 153	1 125	1 214	966	1 314
<b>Flux de trésorerie<sup>1)</sup></b>	<b>3 078</b>	2 774	<b>985</b>	1 189	904	835	932	871	971	697	1 117
dilués par action	<b>4,06</b>	3,66	<b>1,30</b>	1,57	1,19	1,10	1,23	1,15	1,28	0,92	1,47
<b>Résultat d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>1 223</b>	959	<b>372</b>	473	378	212	313	255	391	(188)	432
dilué par action	<b>1,61</b>	1,27	<b>0,49</b>	0,62	0,50	0,28	0,41	0,34	0,52	(0,25)	0,57
<b>Résultat net</b>	<b>1 216</b>	720	<b>354</b>	615	247	(58)	370	179	171	(117)	289
de base par action	<b>1,61</b>	0,95	<b>0,47</b>	0,81	0,33	(0,08)	0,49	0,24	0,23	(0,15)	0,38
dilué par action	<b>1,60</b>	0,95	<b>0,47</b>	0,81	0,33	(0,08)	0,49	0,24	0,23	(0,15)	0,38
<b>Dépenses d'investissement<sup>3)</sup></b>	<b>2 265</b>	2 364	<b>750</b>	686	829	898	743	706	915	978	830
<b>Dividendes en numéraire</b>	<b>604</b>	549	<b>201</b>	201	202	183	182	183	184	167	166
par action	<b>0,7986</b>	0,726	<b>0,2662</b>	0,2662	0,2662	0,242	0,242	0,242	0,242	0,22	0,22

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

2) Les activités de recherche comprises dans les charges d'exploitation des périodes précédentes ont été reclassées afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2013. Ce reclassement a entraîné une hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation des périodes antérieures.

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

### Produits des activités ordinaires

Au cours du troisième trimestre, les produits des activités ordinaires ont diminué de 105 M\$, ou 2 %, par rapport à ceux de 2013. Pour l'ensemble des neuf premiers mois, les produits ont augmenté de 1 494 M\$, ou 11 %, par rapport à ceux de 2013.

(en millions de dollars)	Trimestres	Périodes de neuf mois
<b>Produits des activités ordinaires des périodes closes le 30 septembre 2013</b>	<b>5 075</b>	<b>13 910</b>
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :		
Sables bitumineux	<b>221</b>	<b>1 048</b>
Hydrocarbures classiques	<b>(4)</b>	<b>258</b>
Raffinage et commercialisation	<b>(315)</b>	<b>402</b>
Activités non sectorielles et éliminations	<b>(7)</b>	<b>(214)</b>
<b>Produits des activités ordinaires des périodes closes le 30 septembre 2014</b>	<b>4 970</b>	<b>15 404</b>

Les produits en amont, qui regroupent les secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques, ont augmenté de 12 % et de 27 %, respectivement, pour le trimestre et la période écoulée depuis le début de l'exercice. L'augmentation du troisième trimestre est attribuable principalement à l'accroissement des volumes de vente de pétrole brut fluidifié et à la hausse des prix de vente du gaz naturel et elle a été en partie annulée par un recul des prix de vente du pétrole brut fluidifié. Quant à l'augmentation observée pour les neuf premiers mois de l'exercice, elle est redevable à l'accroissement des volumes de vente de pétrole brut fluidifié et à la hausse des prix de vente du pétrole brut fluidifié et du gaz naturel, facteurs contrebalancés en partie par la hausse des redevances.

Les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont diminué de 9 % pour le trimestre clos le 30 septembre 2014. La baisse est imputable à la diminution de la production de produits raffinés faisant suite à l'interruption de service non planifiée d'une unité de cokéfaction ainsi qu'à une révision prévue au calendrier, de même qu'à une baisse 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; ces facteurs ont été en partie compensés par la dépréciation du dollar canadien. Les produits des activités ordinaires de la période écoulée depuis le début de l'exercice ont progressé de 4 %, car les produits tirés des ventes à des tiers effectuées par le groupe de commercialisation ont augmenté sous l'effet essentiellement de la hausse des prix de vente du pétrole brut fluidifié et du gaz naturel et de l'accroissement des volumes de brut achetés. Leur augmentation a été en partie contrebalancée par une diminution des produits des activités ordinaires des raffineries, qui ont baissé par suite du repli des prix des produits raffinés et d'une réduction des volumes de production de ces produits.

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.

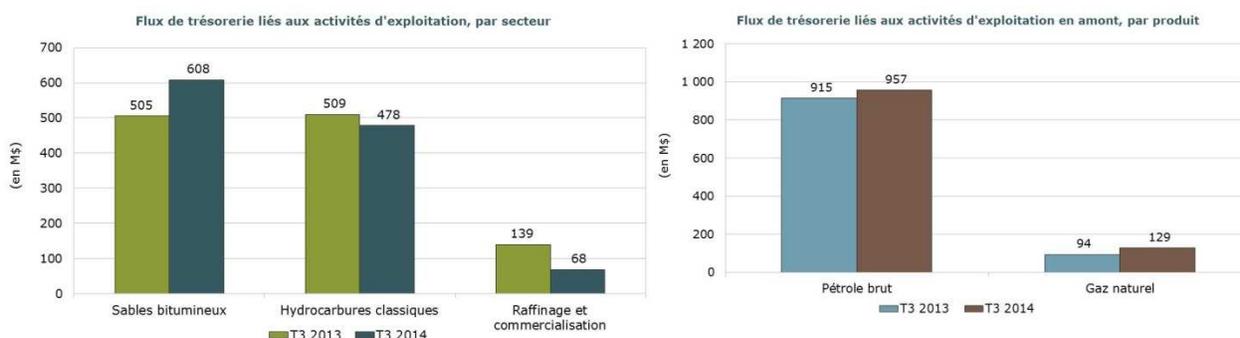
Pour obtenir de plus amples renseignements sur les produits des activités ordinaires de Cenovus, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

### 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 liées à la gestion des risques. Les éléments du secteur Activités non sectorielles et éliminations sont exclus du calcul des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>5 167</b>	5 265	<b>16 060</b>	14 352
(Ajouter) déduire :				
Produits achetés	2 918	3 172	8 836	8 065
Frais de transport et de fluidification	592	464	1 900	1 482
Charges d'exploitation	491	432	1 584	1 328
Taxe sur la production et impôts miniers	12	11	36	30
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	-	33	85	(45)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>1 154</b>	1 153	<b>3 619</b>	3 492

### Comparaison du trimestre clos le 30 septembre 2014 et du trimestre clos le 30 septembre 2013



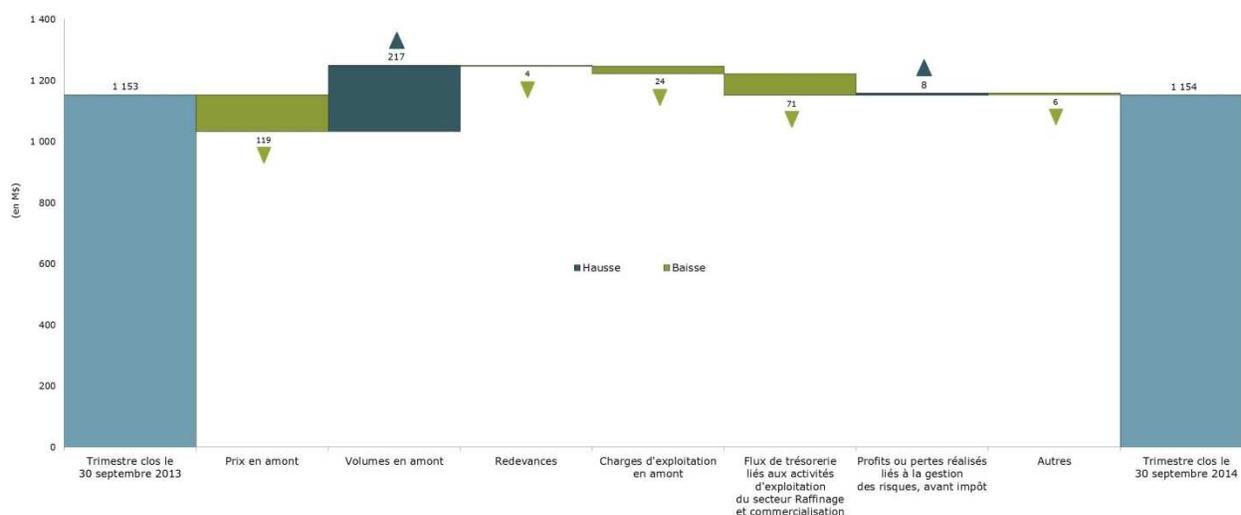
Comme le montre le graphique ci-dessous, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation n'ont pas tellement changé au troisième trimestre par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2013; les facteurs qui ont influé sur les flux de trésorerie sont les suivants :

- l'accroissement de 16 % des volumes de vente du pétrole brut;
- l'augmentation de 49 % du prix de vente moyen du gaz naturel, qui s'est élevé à 4,22 \$ le kpi<sup>3</sup>, hausse qui concorde avec la variation du prix de référence AECO.

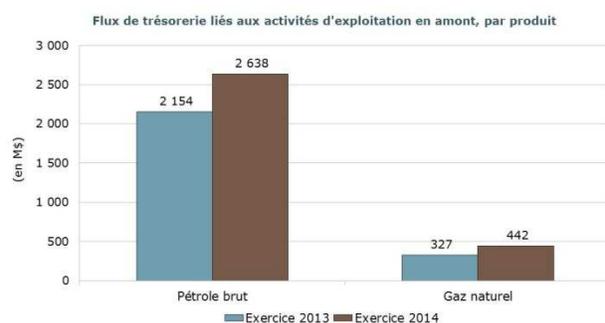
L'augmentation des flux de trésorerie a été en partie annulée par les facteurs suivants :

- la diminution de 11 % du prix de vente moyen du pétrole brut, qui s'est chiffré à 76,57 \$ le baril, montant qui cadre avec la variation des prix de référence pertinents;
- le recul de 71 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation, imputable essentiellement à la production moindre de produits raffinés et compensé en partie par une diminution des coûts du pétrole brut lourd alimentant les raffineries, qui concorde avec le recul de 13 % du prix de référence WCS, et par l'accroissement de la marge de craquage 3-2-1 à Chicago.

### Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



### Comparaison de la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 et de la période de neuf mois close le 30 septembre 2013



Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la société ont augmenté de 4 % pour les neuf premiers mois de 2014, principalement grâce aux facteurs suivants :

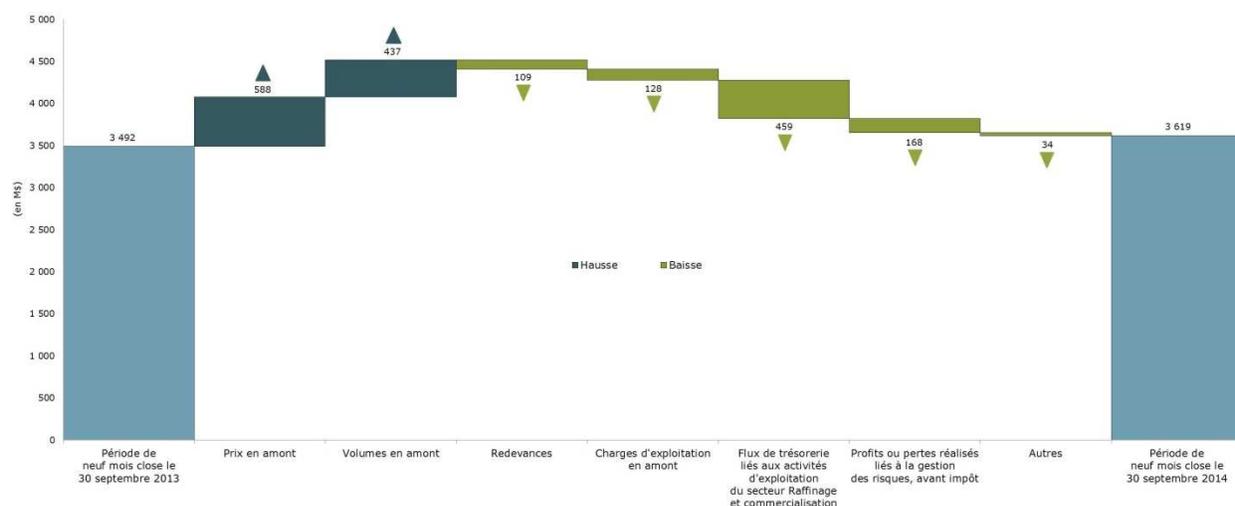
- la progression de 10 % du prix de vente moyen du brut, qui s'est chiffré à 77,04 \$ le baril, et celle de 41 % du prix de vente moyen du gaz naturel, qui a atteint 4,52 \$ le kpi<sup>3</sup>, variations qui cadrent avec celle des prix de référence correspondants;
- l'accroissement de 14 % des volumes de vente du pétrole brut, conformément à l'augmentation de la production de la société.

L'augmentation des flux de trésorerie a été en partie annulée par les facteurs suivants :

- le recul de 459 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation, imputable essentiellement à la diminution des marges de craquage, à la hausse des coûts du pétrole brut lourd alimentant les raffineries et à une réduction de la production de produits raffinés;
- les pertes réalisées liées à la gestion des risques avant impôt de 94 M\$, exclusion faite du secteur Raffinage et commercialisation, contre des profits de 74 M\$ en 2013;

- l'augmentation de 130 M\$ des charges d'exploitation du pétrole brut, principalement par suite d'un accroissement des coûts du carburant découlant de l'augmentation du prix du gaz naturel AECO et d'une augmentation de la consommation de gaz par suite de la hausse des volumes de production. L'incidence d'une hausse des prix du gaz naturel sur les charges d'exploitation de la société a été neutralisée par l'augmentation des produits tirés du gaz naturel, puisque la société a produit davantage de gaz naturel qu'elle n'en a consommé;
- l'augmentation des redevances imputable principalement à la hausse des prix et des volumes de vente du pétrole brut.

### 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)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>1 092</b>	840	<b>2 658</b>	2 563
(Ajouter) déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(28)	(25)	(97)	(90)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	135	(67)	(323)	(121)
<b>Flux de trésorerie</b>	<b>985</b>	932	<b>3 078</b>	2 774

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, les flux de trésorerie ont augmenté de 53 M\$ et de 304 M\$, respectivement. Les facteurs suivants sont à l'origine de cette variation :

- l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, dont il est question plus haut;
- la diminution des charges financières par suite de la prime payée au remboursement anticipé des billets non garantis de premier rang au troisième trimestre de 2013 et le règlement anticipé de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise au premier trimestre de 2014.

Les facteurs suivants ont aussi joué sur l'augmentation pour la période de neuf mois :

- 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 dégagés aux États-Unis, en partie contrebalancée par l'augmentation des flux de trésorerie dégagés au Canada;
- une charge préalable à la prospection de 63 M\$ comptabilisée au deuxième trimestre de 2013.

## Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est une mesure hors PCGR qui, parce qu'elle élimine les éléments autres que d'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, de l'incidence des profits ou des pertes latents liés à la gestion des risques sur des instruments dérivés, des profits ou des 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 ou des pertes de change au règlement d'opérations intersociétés et des profits ou des pertes à la sortie d'actifs, déduction faite de l'impôt sur le résultat d'exploitation.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
<b>Résultat avant impôt sur le résultat</b>	<b>533</b>	542	<b>1 715</b>	1 116
Ajouter (déduire) :				
(Profits) pertes latents liés à la gestion des risques <sup>1)</sup>	(165)	(8)	(180)	196
(Profits) pertes de change latents autres que d'exploitation <sup>2)</sup>	253	(53)	272	91
(Profit) perte à la vente d'actifs	(137)	1	(157)	1
<b>Résultat d'exploitation avant impôt sur le résultat</b>	<b>484</b>	482	<b>1 650</b>	1 404
Charge d'impôt sur le résultat	112	169	427	445
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>372</b>	313	<b>1 223</b>	959

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

2) Les (profits) pertes de change latents incluent la conversion des billets libellés en dollars américains émis au Canada et l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise et (le profit) la perte de change au règlement d'opérations intersociétés.

Le résultat d'exploitation a augmenté de 59 M\$ pour le troisième trimestre et de 264 M\$ pour les neuf premiers mois de l'exercice, principalement en raison de l'augmentation des flux de trésorerie mentionnée plus haut.

En plus de l'augmentation des flux de trésorerie au troisième trimestre, la charge d'impôt différé a diminué par suite de la réduction des flux de trésorerie dégagés aux États-Unis, qui a été en partie contrebalancée par un accroissement de la charge d'amortissement et d'épuisement.

Pour l'ensemble de la période écoulée depuis le début de l'exercice, l'augmentation des flux de trésorerie et la réduction de la charge de prospection ont été en partie contrebalancées par une hausse de la charge d'impôt différé occasionnée par l'accroissement du résultat réalisé au Canada, en partie annulé par une diminution des flux de trésorerie réalisés aux États-Unis, et par l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement.

## Résultat net

(en millions de dollars)	Trimestres	Périodes de neuf mois
<b>Résultat net des périodes closes le 30 septembre 2013</b>	<b>370</b>	<b>720</b>
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>1)</sup>	1	127
Activités non sectorielles et éliminations :		
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques	157	376
Profit (perte) de change latent	(307)	(135)
Profit (perte) à la vente d'actifs	138	158
Charges <sup>2)</sup>	47	15
Amortissement et épuisement	(45)	(50)
Charges de prospection	-	108
Impôt sur le résultat	(7)	(103)
<b>Résultat net des périodes closes le 30 septembre 2014</b>	<b>354</b>	<b>1 216</b>

(1) Mesure hors PCGR définie ailleurs 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, du montant net des autres (produits) charges, ainsi que des charges d'exploitation du secteur Activités non sectorielles et éliminations.

Le résultat net du trimestre clos le 30 septembre 2014 est resté à peu près inchangé. Des profits latents liés à la gestion des risques de 165 M\$ (8 M\$ au troisième trimestre de 2013) et le gain de 137 M\$ à la vente de certains des actifs de Wainwright ont compensé en grande partie la perte de change latente autre que d'exploitation de 253 M\$ (profit de change latent autre que d'exploitation de 53 M\$ au troisième trimestre de 2013).

Le résultat net des neuf premiers mois de l'exercice a augmenté de 496 M\$, principalement grâce à la hausse des flux de trésorerie et à celle du résultat d'exploitation, qui ont été analysées plus haut. Ont également joué les facteurs suivants :

- des profits latents liés à la gestion des risques de 180 M\$ pour la période de neuf mois écoulée depuis le début de l'exercice (pertes latentes liées à la gestion des risques de 196 M\$ pour la période correspondante de 2013);
- un gain de 157 M\$ à la vente de certains actifs non essentiels.

Ces hausses ont été en partie annulées par une perte de change latente autre que d'exploitation de 272 M\$ (91 M\$ en 2013).

### Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Sables bitumineux	494	426	1 492	1 383
Hydrocarbures classiques	198	275	621	858
Raffinage et commercialisation	42	19	111	70
Activités non sectorielles	16	23	41	53
<b>Dépenses d'investissement</b>	<b>750</b>	<b>743</b>	<b>2 265</b>	<b>2 364</b>
Acquisitions	-	1	17	5
Sorties d'actifs	(235)	(241)	(276)	(242)
<b>Dépenses d'investissement, montant net<sup>1)</sup></b>	<b>515</b>	<b>503</b>	<b>2 006</b>	<b>2 127</b>

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

Jusqu'ici 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 296 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'expansion de l'injection de polymères 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 en 2014 sur la maintenance des immobilisations et des projets d'amélioration de la fiabilité et de la sécurité des raffineries.

Les dépenses d'investissement 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 intégrée aux activités 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.

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.

### Décisions relatives aux dépenses d'investissement

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

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

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Flux de trésorerie <sup>1)</sup>	985	932	3 078	2 774
Dépenses d'investissement (capitaux engagés et capital-développement)	750	743	2 265	2 364
Flux de trésorerie disponibles <sup>2)</sup>	235	189	813	410
Dividendes versés	201	182	604	549
	34	7	209	(139)

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

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

Les flux de trésorerie dégagés en interne par les activités de pétrole brut, de gaz naturel et de raffinage devraient financer une grande partie des besoins de trésorerie; cependant, une partie des besoins de la société exigera peut-être une utilisation prudente des ressources du bilan et la gestion du portefeuille d'actifs.



Les deux tiers environ des dépenses d'investissement prévues pour 2014 sont réservées aux capitaux engagés, qui servent à l'avancement des expansions autorisées de Foster Creek et de Christina Lake, à la construction de la phase A de Narrows Lake et au soutien des activités commerciales existantes. Le tiers restant est destiné aux investissements discrétionnaires, à savoir la poursuite de la mise en valeur des zones d'intérêt de pétrole avare, l'avancement du processus d'approbation réglementaire des projets futurs d'expansion des sables bitumineux et le développement de technologies. Se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion pour en savoir plus à ce sujet.

## 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. Les actifs liés au gaz naturel de l'Athabasca appartiennent aussi à ce secteur. Certains des terrains de sables bitumineux de la société que celle-ci exploite, notamment ceux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake, sont détenus conjointement avec ConocoPhillips, société ouverte américaine non apparentée.

**Hydrocarbures classiques**, qui comprend la mise en valeur et la production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN classiques en Alberta et en Saskatchewan, dont les actifs de pétrole lourd à Pelican Lake. C'est aussi ce secteur qui gère le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du dioxyde de carbone de Weyburn et les zones d'intérêt de pétrole avare.

**Raffinage et commercialisation**, qui se concentre sur le raffinage de produits de pétrole brut en produits pétroliers et chimiques dans deux raffineries situées aux États-Unis. Ces raffineries sont détenues conjointement avec Phillips 66, société ouverte américaine non apparentée, et sont exploitées par celle-ci. Ce secteur assure aussi la commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel de Cenovus, en plus de conclure avec des tiers des achats et des ventes de produits qui lui procurent une marge de manœuvre relativement aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle.

**Activités non sectorielles et éliminations**, qui comprend principalement les profits ou les pertes latents comptabilisés à l'égard des instruments financiers dérivés, les profits ou pertes à la sortie d'actifs, ainsi que d'autres coûts de Cenovus au titre des activités générales et administratives, de la recherche et des activités de financement. 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.

Les secteurs d'exploitation et autres secteurs à présenter délimités ci-dessus tiennent compte de la modification apportée à la structure opérationnelle de Cenovus au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013; les chiffres des périodes précédentes ont été retraités en conséquence. En outre, les activités de recherche qui étaient auparavant incluses dans les charges d'exploitation ont été reclassées pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2013.

### Produits des activités ordinaires par secteur à présenter

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2014	2013	30 septembre 2014	2013
Sables bitumineux	1 281	1 060	3 791	2 743
Hydrocarbures classiques	742	746	2 384	2 126
Raffinage et commercialisation	3 144	3 459	9 885	9 483
Activités non sectorielles et éliminations	(197)	(190)	(656)	(442)
	<b>4 970</b>	<b>5 075</b>	<b>15 404</b>	<b>13 910</b>



## SABLES BITUMINEUX

Dans le nord-est de l'Alberta, Cenovus est associée à 50 % dans les projets de sables bitumineux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake. La société est également propriétaire de plusieurs nouveaux projets en phase initiale d'évaluation, notamment les projets Telephone Lake et Grand Rapids, détenus à 100 %. Le secteur Sables bitumineux comprend de plus le bien de gaz naturel d'Athabasca dont une partie de la production sert de combustible pour les activités du bien Foster Creek, qui est adjacent.

Au troisième trimestre de 2014 par rapport à celui de 2013, les principaux facteurs qui ont eu une incidence sur le secteur Sables bitumineux sont les suivants :

- la production à la phase F de Foster Creek a commencé en septembre, ce qui marque le début de la période d'environ 18 mois que durera l'accélération de la production jusqu'à l'atteinte de la capacité nominale;
- la production de Christina Lake s'est accrue de 30 % et a atteint 68 458 barils par jour en moyenne, la phase E ayant atteint sa capacité nominale au deuxième trimestre de 2014;
- une révision de petite envergure, prévue au calendrier, a été entamée à Foster Creek;
- la production moyenne s'est établie à 56 631 barils par jour à Foster Creek, ce qui est légèrement supérieur aux attentes, car un plus grand nombre de puits forés à l'aide de la technologie Wedge Well<sup>MC</sup> ont été mis en service, et ce, même si le ratio d'injection de vapeur a été plus élevé.

### Sables bitumineux – pétrole brut

#### Résultats financiers

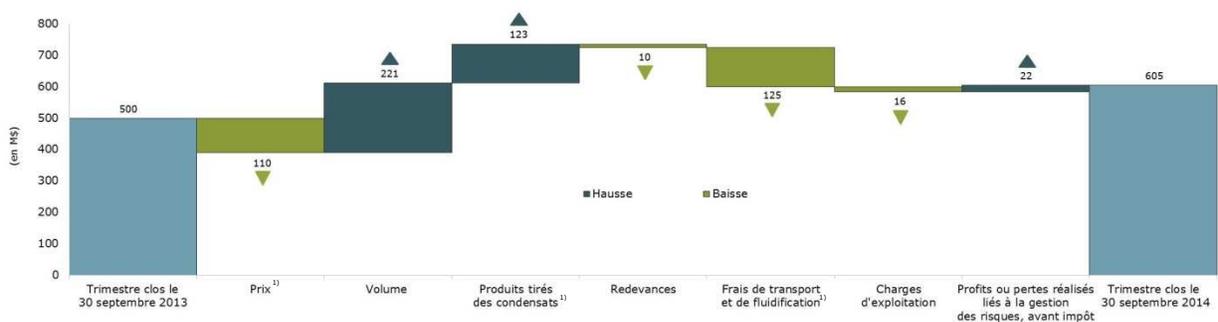
(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>1 334</b>	1 100	<b>3 909</b>	2 797
Déduire : redevances	62	52	180	93
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>1 272</b>	1 048	<b>3 729</b>	2 704
<b>Charges</b>				
Transport et fluidification	518	393	1 636	1 231
Activités d'exploitation	147	131	483	386
(Profit) perte lié à la gestion des risques	2	24	59	(3)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>605</b>	500	<b>1 551</b>	1 090
Dépenses d'investissement	493	425	1 488	1 380
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>112</b>	75	<b>63</b>	(290)

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

L'excédent des dépenses d'investissement par rapport aux flux de trésorerie tirés des activités d'exploitation du secteur Sables bitumineux est financé par les flux de trésorerie tirés des activités d'exploitation provenant des secteurs Hydrocarbures classiques et Raffinage et commercialisation.

#### Comparaison du trimestre clos le 30 septembre 2014 et du trimestre clos le 30 septembre 2013

##### 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. Le coût des condensats est comptabilisé dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut exclut l'incidence des condensats achetés.

#### Produits des activités ordinaires

##### Prix

Au troisième trimestre, le prix de vente moyen du pétrole brut s'est situé à 71,82 \$ le baril, soit 12 % de moins qu'en 2013. Cette diminution cadre avec la baisse des prix de référence WCS et CDB, en partie compensée par la dépréciation du dollar canadien. L'écart entre le WCS et le CDB s'est contracté de 23 % et s'est chiffré à un escompte de 3,91 \$ US le baril (5,08 \$ US le baril en 2013), principalement grâce à l'amélioration de l'accès par

pipeline à la côte américaine du golfe du Mexique et à la capacité accrue de transport ferroviaire, qui permet un meilleur accès aux raffineries capables de traiter du pétrole brut lourd. Au troisième trimestre, 64 042 barils par jour de la production à Christina Lake ont été vendus à titre de CDB (44 990 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

(en barils par jour)	Trimestres clos les 30 septembre		2013
	2014	Variation	
Foster Creek	56 631	15 %	49 092
Christina Lake	68 458	30 %	52 732
	<b>125 089</b>	<b>23 %</b>	<b>101 824</b>

La production à Christina Lake a augmenté principalement du fait que la phase E a atteint sa capacité de production nominale au cours du deuxième trimestre de 2014 et que l'ensemble des installations fonctionne à environ 99 % de sa capacité. En outre, au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, le fonctionnement des installations avait été interrompu pendant une courte période non planifiée en raison du démarrage et de la mise en service de la phase E.

La production à Foster Creek a augmenté du fait que davantage de puits forés à l'aide de la technologie Wedge Well<sup>MC</sup> ont été mis en service et que les révisions prévues au calendrier ont eu moins d'incidence que l'an dernier. La révision de 2014, d'une envergure moindre que celle de 2013, a nui à la production à hauteur de 900 barils par jour; en 2013, la révision prévue, de grande envergure, avait réduit les volumes de production de 4 400 barils par jour. 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.

#### Condensats

Le bitume produit par Cenovus doit être mélangé à des condensats qui en réduisent la viscosité avant son transport 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. Plus l'écart WCS-condensats diminue, plus la part du coût de fluidification des produits que recouvre la société s'élargit. Par suite de l'élargissement de l'écart WCS-condensats, la proportion du coût des condensats recouvert a donc diminué au troisième trimestre de 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 fondée sur 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 réalisés. Les profits nets sont tributaires des volumes de vente, des prix 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)	Trimestres clos les 30 septembre		2013
	2014		
Foster Creek	7,2		7,6
Christina Lake	7,9		7,0

Les redevances ont augmenté de 10 M\$ au troisième trimestre de 2014, principalement à Christina Lake, sous l'effet de l'accroissement des volumes de vente; leur hausse a été en partie annulée par un recul des prix réalisés. En 2014, le calcul des redevances à Foster Creek a été effectué en fonction du résultat net, alors qu'en 2013 il reposait sur les produits bruts.

## Charges

### Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont monté de 125 M\$, soit 32 %. La hausse de 123 M\$ des coûts liés à la fluidification est imputable surtout à l'accroissement des volumes de condensats, qui concorde avec l'augmentation de la production. Quant aux frais de transport, ils ont monté de 2 M\$, en raison surtout de l'augmentation de la production et de l'accroissement des volumes expédiés par train-bloc.

### Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du troisième trimestre de 2014 ont été la main-d'œuvre, le carburant et les réparations et la maintenance. Au total, les charges d'exploitation ont augmenté de 16 M\$, soit une diminution de 12,41 \$ par baril.

### Charges d'exploitation unitaires

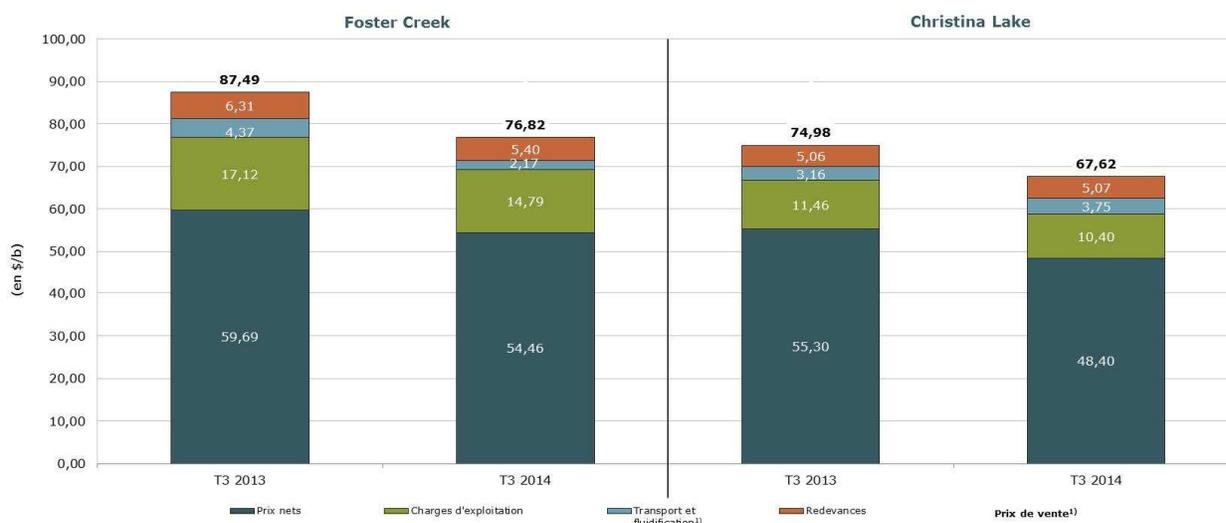
(\$/baril)	Trimestres clos les 30 juin		2013
	2014	Variation	
<b>Foster Creek</b>			
Carburant	4,31	74 %	2,47
Autres coûts	10,48	(28) %	14,65
Total	14,79	(14) %	17,12
<b>Christina Lake</b>			
Carburant	3,32	35 %	2,46
Autres coûts	7,08	(21) %	9,00
Total	10,40	(9) %	11,46

À Foster Creek, les coûts autres que le carburant ont baissé de 4,17 \$ par baril au troisième trimestre. Les coûts liés aux activités de reconditionnement ont diminué par rapport au trimestre correspondant de 2013, car la société devait alors régler des retards en matière de maintenance des puits. De plus, l'examen des résultats du programme de nouveaux forages réalisé à Foster Creek a permis de constater que les travaux exécutés dépassaient la maintenance ordinaire et avaient en définitive amélioré la capacité de production future des puits concernés et que les coûts de maintenance qui s'y rattachent constituaient donc des dépenses d'investissement normales. Ces coûts, qui étaient auparavant comptabilisés dans les charges d'exploitation, ont par conséquent été incorporés à l'actif au troisième trimestre, ce qui a réduit de 1,60 \$ les charges d'exploitation par baril. En outre, les charges d'exploitation unitaires ont diminué par rapport à 2013 et aux premier et deuxième trimestres de 2014 par suite de l'accroissement de la production. La société prévoit que les charges d'exploitation de l'exercice complet seront conformes aux prévisions.

Les coûts du carburant continuent d'avoir une incidence considérable sur les charges d'exploitation unitaires. Ils ont augmenté de 1,84 \$ par baril, ce qui s'explique par la montée du prix du gaz naturel, qui elle-même suit la hausse du prix de référence AECO, ainsi que par l'utilisation accrue entraînée par la hausse du ratio d'injection de vapeur.

À Christina Lake, les charges d'exploitation ont diminué de 1,06 \$ le baril au cours du trimestre. Les coûts autres que le carburant ont diminué de 1,92 \$ par baril, en raison principalement d'une augmentation de la production, puisque l'ensemble des installations fonctionne maintenant à environ 99 % de sa capacité nominale, ainsi que par une baisse des coûts de traitement des déchets et des liquides et des frais de transport par camion découlant de l'optimisation du procédé chimique. La diminution des coûts a été en partie contrebalancée par une intensification des activités de reconditionnement liées à l'entretien des puits. Enfin, le coût du carburant a augmenté de 0,86 \$ par baril par suite de la hausse du prix du gaz naturel.

## 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 au troisième trimestre, calculé en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification, s'est chiffré à 38,50 \$ le baril à Foster Creek (38,85 \$ le baril en 2013) et à 42,57 \$ le baril à Christina Lake (39,86 \$ le baril en 2013). Les ratios de fluidification varient dans une fourchette approximative de 25 % à 33 %.

### Gestion des risques

Au troisième trimestre de 2014, les activités liées à la gestion des risques ont occasionné des pertes réalisées de 2 M\$ (pertes réalisées de 24 M\$ en 2013), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient supérieurs aux prix fixés par contrat de la société.

### Comparaison de la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 et de la période de neuf mois close le 30 septembre 2013

#### 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. Le coût des condensats est comptabilisé dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut exclut l'incidence des condensats achetés.

## Produits des activités ordinaires

### Prix

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, le prix de vente moyen du pétrole brut s'est situé à 70,96 \$ le baril, soit 14 % de plus qu'en 2013. Cette augmentation cadre avec la hausse du prix de référence du WCS, le raffermissement du prix du CDB et la dépréciation du dollar canadien. L'écart entre le WCS et le CDB s'est contracté de 29 % et s'est chiffré à un escompte de 4,38 \$ US le baril (6,14 \$ US le baril en 2013). Depuis le début de l'exercice, 57 659 barils par jour de la production à Christina Lake ont été vendus à titre de CDB (38 532 barils par jour en 2013), le reste étant vendu à même le WCS.

## Volumes de production

(en barils par jour)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2013
	2014	Variation	
Foster Creek	56 070	5 %	53 450
Christina Lake	67 400	49 %	45 211
	123 470	25 %	98 661

L'accroissement considérable de la production à Christina Lake découle du fait que la phase E a atteint sa capacité de production nominale au deuxième trimestre de 2014 et que le rendement des installations s'est amélioré. Une révision partielle prévue au calendrier a été réalisée au deuxième trimestre de 2014 et n'a entraîné qu'une incidence minimale sur la production, car les volumes des phases A et B ont été traités par l'usine des phases C, D et E. En 2013, une révision complète avait été effectuée comme prévu. La production s'est accrue à Foster Creek et a été légèrement supérieure aux prévisions, comme il a été mentionné plus haut.

## Condensats

Plus l'écart WCS-condensats diminue, plus la part du coût de fluidification des produits que recouvre la société s'élargit. La proportion du coût des condensats recouvré a augmenté pour la période écoulée depuis le début de l'exercice par rapport à la période correspondante de 2013, ce qui concorde avec le rétrécissement de l'écart WCS-condensats.

## Redevances

(en pourcentage)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2013
	2014	Variation	
Foster Creek	8,2		5,7
Christina Lake	7,6		6,4

Les redevances ont augmenté de 87 M\$ en 2014, principalement par suite de la hausse des prix réalisés et de l'accroissement des volumes de vente pour les deux installations, ainsi que d'une augmentation du prix de référence WTI en dollars canadiens. À Foster Creek, le calcul des redevances a été effectué en fonction du résultat net en 2014, alors qu'en 2013 il reposait sur les produits bruts.

## Charges

### Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont monté de 405 M\$ pour la période écoulée depuis le début de l'année, soit 33 %. La hausse de 388 M\$ des coûts liés à la fluidification est imputable principalement à l'augmentation des volumes de condensats, qui cadre avec l'accroissement de la production. Quant aux frais de transport, ils se sont chiffrés à 17 M\$ de plus qu'au trimestre correspondant en raison surtout de l'accroissement de la production.

### Charges d'exploitation

Au cours des neuf premiers mois de 2014, les principales composantes des charges d'exploitation ont été le carburant, la main-d'œuvre et les reconditionnements. Au total, les charges d'exploitation ont augmenté de 97 M\$, mais les charges unitaires ont baissé pour se chiffrer à 14,51 \$ par baril, ce qui est proportionnel à l'accroissement de la production.

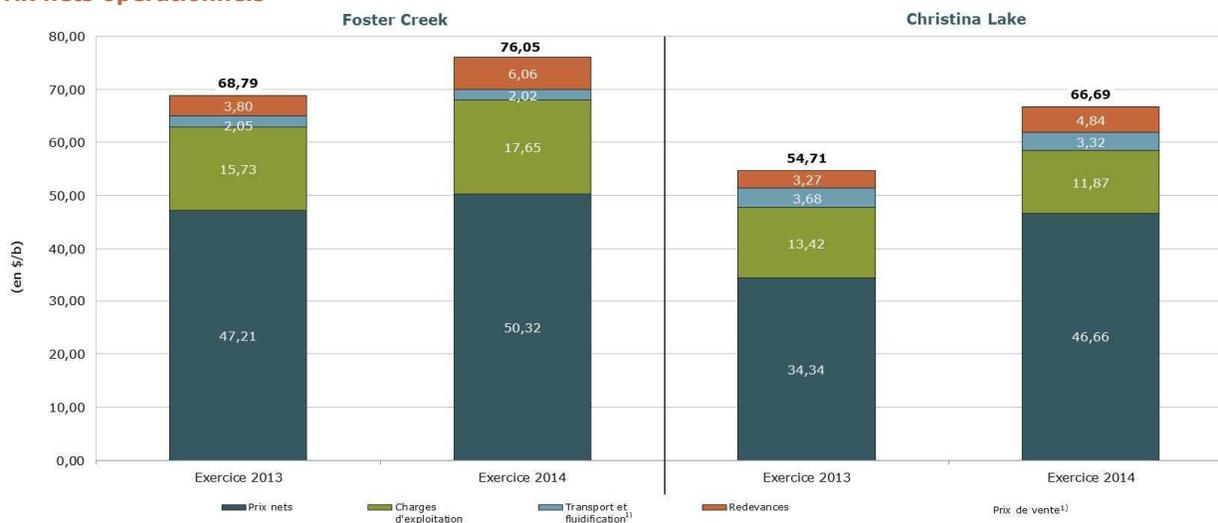
### Charges d'exploitation unitaires

(en barils par jour)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2013
	2014	Variation	
<b>Foster Creek</b>			
Carburant	4,77	74 %	2,74
Autres coûts	12,88	(1) %	12,99
Total	17,65	12 %	15,73
<b>Christina Lake</b>			
Carburant	3,98	27 %	3,13
Autres coûts	7,89	(23) %	10,29
Total	11,87	(12) %	13,42

À Foster Creek, les charges d'exploitation ont monté de 1,92 \$ par baril, sous l'effet essentiellement des facteurs suivants : la hausse des coûts du carburant et de son utilisation, proportionnelle à la hausse du ratio d'injection de vapeur, l'augmentation des coûts de la main-d'œuvre et celle de l'électricité, cette dernière étant imputable essentiellement à la hausse des prix. Ces facteurs ont été en partie compensés par la baisse des coûts liés aux activités de reconditionnement.

À Christina Lake, les charges d'exploitation ont diminué de 1,55 \$ par baril en raison principalement d'une augmentation de la production, de l'amélioration du rendement des installations et d'une diminution des coûts de traitement des liquides et des déchets et des frais de transport par camion qui fait suite à l'optimisation du procédé chimique. Cette baisse a été contrebalancée par l'augmentation du prix du carburant et l'intensification des activités de reconditionnement liées à l'entretien des puits. L'utilisation de carburant par baril a diminué proportionnellement à la diminution du ratio d'injection de vapeur.

### 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 au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, calculé en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification, s'est chiffré à 44,49 \$ le baril à Foster Creek (42,61 \$ le baril en 2013) et à 48,02 \$ le baril à Christina Lake (45,80 \$ le baril en 2013). Les ratios de fluidification varient dans une fourchette approximative de 25 % à 33 %.

### Gestion des risques

Au cours des neuf premiers mois de 2014, les activités liées à la gestion des risques ont occasionné des pertes réalisées de 59 M\$ (profits réalisés de 3 M\$ en 2013), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient supérieurs aux prix fixés par contrat de la société.

### 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, déduction faite de cette consommation interne, est restée à peu près la même au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014 qu'aux périodes correspondantes de 2013, se chiffrant à 23 Mpi<sup>3</sup>/j et à 22 Mpi<sup>3</sup>/j, respectivement (23 Mpi<sup>3</sup>/j et 21 Mpi<sup>3</sup>/j en 2013). Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 5 M\$ au troisième trimestre de 2014 (3 M\$ en 2013) et à 43 M\$ depuis le début de l'exercice (13 M\$ en 2013), augmentant sous l'effet de la hausse des prix de vente réalisés pour le gaz naturel.

### Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2014	2013	30 septembre 2014	2013
Foster Creek	207	205	637	604
Christina Lake	198	162	563	499
	405	367	1 200	1 103
Narrows Lake	38	40	130	90
Telephone Lake	23	1	94	71
Grand Rapids	20	6	36	32
Autres <sup>1)</sup>	8	12	32	87
<b>Dépenses d'investissement<sup>2)</sup></b>	<b>494</b>	<b>426</b>	<b>1 492</b>	<b>1 383</b>

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

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

## Projets existants

Jusqu'ici 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 et les projets d'amélioration opérationnelle. Les dépenses d'investissement ont été supérieures au troisième trimestre et depuis le début de l'exercice 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<sup>MC</sup>; 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 externes de la phase E et les programmes de forage de puits de maintien, y compris à l'aide de la technologie Wedge Well<sup>MC</sup>. Les dépenses d'investissement ont augmenté pour le troisième trimestre et la période écoulée depuis le début de l'exercice par suite des programmes de forage de puits de maintien, y compris à l'aide de la technologie Wedge Well<sup>MC</sup>, 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 légèrement diminué à Narrows Lake pour le troisième trimestre de 2014 et augmenté pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, 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 phase A ont commencé au troisième trimestre de 2013.

## Nouveaux projets

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 du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2014 ont été plus élevées par suite du programme d'été qui visait le forage de puits stratigraphiques à l'aide du système de forage exclusif SkyStrat<sup>MC</sup> de la société, qui a porté sur des terrains récemment acquis 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. Au premier trimestre de 2014, la société a reçu l'autorisation des organismes de réglementation à l'endroit de l'exploitation commerciale par DGMV d'une capacité de 180 000 barils par jour. Les dépenses d'investissement ont augmenté pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014 à cause du démantèlement et de l'enlèvement des installations de Joslyn, qui seront reconstruites à Grand Rapids.

## Travaux de forage

Conformément à la stratégie de la société qui consiste à délimiter plus précisément ses ressources, Cenovus a mené à bien un nouveau programme de forage de puits d'exploration stratigraphiques au cours de la campagne hivernale.

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	Puits de forage stratigraphique bruts <sup>1)</sup>		Puits productifs bruts <sup>2), 3)</sup>	
	2014	2013	2014	2013
Foster Creek	147	111	61	31
Christina Lake	52	69	40	18
	199	180	101	49
Narrows Lake	22	26	-	-
Telephone Lake	45	28	-	-
Grand Rapids	9	1	-	-
Autres	21	96	-	-
	296	331	101	49

1) Compte tenu des puits forés à l'aide du système de forage SkyStrat<sup>MC</sup>, qui fait appel à un hélicoptère et un appareil de forage léger pour forer de manière sécuritaire des puits stratigraphiques dans des zones de prospection éloignées en toute période de l'année. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, la société a foré 14 puits (24 en 2013).

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<sup>MC</sup> de Cenovus.

4) En plus des forages susmentionnés, 3 puits de service bruts ont été forés au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 (23 puits bruts en 2013).

## Dépenses d'investissement futures

À Foster Creek, les phases A à F sont actuellement en production. La production de la phase F a commencé en septembre 2014 et la société prévoit que cette phase atteindra progressivement sa capacité nominale d'ici dix-huit mois environ. La société s'attend à ce que les dépenses d'investissement à Foster Creek se situent entre 825 M\$ et 845 M\$ en 2014; elles seront principalement consacrées aux phases d'expansion, au forage de puits de maintien et aux projets d'amélioration opérationnelle. Les travaux d'expansion des phases G et H se poursuivent comme prévu. Les phases G et H devraient permettre d'ajouter une capacité nominale initiale de 30 000 barils par jour. La société continuera de s'attacher à l'amélioration de la performance en matière de production et de surveiller la gestion à long terme du réservoir selon le plan. Le début de l'injection de vapeur aux phases G et H devrait avoir

lieu en 2015 et en 2016, respectivement. La société a soumis aux organismes de réglementation, en février 2013, une demande et évaluation des incidences environnementales conjointes visant une nouvelle expansion qui sera nommée « phase J »; elle prévoit recevoir l'approbation des organismes de réglementation au premier semestre de 2015. Au deuxième trimestre de 2014, 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.

À Christina Lake, les phases A à E sont en production. Les travaux d'expansion de la phase F, qui comportera une centrale de cogénération, et ceux de la phase G sont en cours; il est prévu que la capacité de production additionnelle commence en 2016 et en 2017, respectivement. Les dépenses d'investissement à Christina Lake devraient se situer entre 785 M\$ et 805 M\$ en 2014. Elles viseront surtout les phases d'expansion F et G, le programme d'optimisation des phases C, D et E et les travaux de forage et de construction d'installations relatifs aux puits de maintien, y compris les puits forés à l'aide de la technologie Wedge Well<sup>MC</sup>. Les dépenses de mise en valeur liées à la construction de l'usine et des emplacements de puits de la phase E devraient se poursuivre jusqu'à la fin de l'exercice 2014. Les travaux d'expansion de la phase F, y compris la construction de la centrale de cogénération, et ceux de la phase G se poursuivent comme prévu. Chacune devrait augmenter la capacité de production brute de 50 000 barils par jour. La société a soumis aux organismes de réglementation, au cours du premier trimestre de 2013, une demande et évaluation des incidences environnementales conjointes visant l'expansion de la phase H, qui représente 50 000 barils par jour. La société s'attend à recevoir l'approbation des organismes de réglementation au premier trimestre de 2015.

La société a reçu en mai 2012 l'autorisation des organismes de réglementation à l'endroit d'une capacité de 130 000 barils par jour pour les phases A, B et C de Narrows Lake et en décembre 2012, l'autorisation définitive du partenaire en ce qui a trait à la phase A. La construction de l'usine de la phase A a été entamée en août 2013. Il est prévu que les dépenses d'investissement à Narrows Lake, qui porteront essentiellement sur la construction de l'usine, les approvisionnements et la fabrication des installations en externe de la phase A et l'érection des infrastructures d'un baraquement, se situeront entre 185 M\$ et 190 M\$ en 2014.

Telephone Lake, situé dans la région de Borealis, et Grand Rapids, situé dans la région de Greater Pelican, sont deux des nouveaux projets de Cenovus. La société détient une participation de 100 % dans chacun. La société prévoit investir en 2014 des capitaux de 220 M\$ à 230 M\$ environ dans ses nouveaux projets de sables bitumineux; ces capitaux seront surtout consacrés au forage de puits d'exploration stratigraphiques, à l'ingénierie de base à Telephone Lake et à Grand Rapids, ainsi qu'au projet pilote de Grand Rapids. Au projet Grand Rapids, la société a obtenu en mars 2014 l'autorisation des organismes de réglementation à l'endroit de l'exploitation commerciale par DGMV d'une capacité de 180 000 barils par jour. La société entend mettre en valeur Grand Rapids au moyen de plusieurs phases d'expansion successives. La phase A devrait produire entre 8 000 et 10 000 barils par jour, l'injection de vapeur devant commencer en 2017. Le projet sera avantagé par l'acquisition d'une usine existante qui sera déplacée pour être reconstruite à l'emplacement même du projet Grand Rapids. La société poursuit son projet pilote de DGMV afin de recueillir des renseignements complémentaires sur le réservoir. À Telephone Lake, la préparation de la demande d'autorisation du projet auprès des organismes de réglementation va bon train; l'approbation devrait être obtenue au quatrième trimestre de 2014. Les deux premières phases du projet devraient avoir une capacité de production de 90 000 barils par jour.

### 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 estimées par les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants de la société. 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 attribuée 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.

Le tableau suivant illustre le calcul du taux d'épuisement implicite des actifs en amont basé sur les données consolidées présentées :

	<b>31 décembre 2013</b>
(en M\$, sauf indication contraire)	
Immobilisations corporelles en amont	13 692
Dépenses d'investissement futures estimatives	17 795
Total du coût de base estimatif des immobilisations corporelles en amont	31 487
Total des réserves prouvées (kbep)	2 284
<b>Taux d'épuisement implicite (\$/bep)</b>	<b>13,79</b>

Ce tableau illustre le calcul du taux d'épuisement implicite; cependant, le taux d'épuisement moyen réel de la société est légèrement plus élevé et se situe entre 15,50 \$ et 16,00 \$ le bep. Les actifs en construction, qui, aux fins de ce calcul implicite, sont inclus dans le total du coût de base estimatif des immobilisations corporelles en amont et auxquels sont attribuées des réserves prouvées, ne sont pas soumis en réalité à l'épuisement. De plus, le calcul du taux propre à chaque bien exclut les immobilisations en amont qui sont amorties selon le mode linéaire.

Voilà pourquoi la charge d'épuisement réelle de la société diffère de celle obtenue par l'application du taux d'épuisement implicite indiqué ci-dessus. D'autres renseignements sur la méthode comptable adoptée à l'égard de l'amortissement et de l'épuisement figurent dans les notes annexes aux états financiers consolidés de Cenovus.

Au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux a augmenté de 55 M\$ et de 146 M\$, respectivement. Cette hausse est imputable à l'accroissement des volumes de vente, 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.

## 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.

En outre, 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. Les terrains détenus en propriété inconditionnelle dans lesquels la société détient une 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. Au cours des neuf premiers mois de 2014, la société a ainsi tiré une production d'environ 7 700 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 de 122 M\$. Environ 50 % de la production totale d'hydrocarbures classiques provient de terrains détenus en propriété inconditionnelle.

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 au troisième trimestre de 2014 par rapport à 2013 sont les suivants :

- l'établissement à 74 000 barils par jour de la production moyenne de pétrole brut. L'accroissement de la production sous l'effet de la bonne performance des puits horizontaux du sud de l'Alberta a été contré par un léger recul de la production à Pelican Lake découlant d'une révision prévue, de baisses normales de rendement prévues et de la vente de certains biens de Bakken;
- l'inscription de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement s'y rapportant, de 280 M\$, soit une augmentation de 20 %.

Le 30 septembre 2014, la société a conclu la vente de certains de ses actifs de Wainwright, en Alberta, à un tiers non lié pour un produit net de 234 M\$. Un profit de 137 M\$ a été comptabilisé relativement à cette cession. La production de pétrole brut tirée de ces actifs s'est chiffrée à 2 757 barils par jour au troisième trimestre de 2014 et à 2 775 barils par jour pour la période écoulée depuis le début de l'exercice (2 617 barils par jour et 2 579 barils par jour pour les périodes correspondantes de 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 (463 barils par jour au troisième trimestre de 2013 et 617 barils par jour pour les neuf premiers mois de 2013).

Dans le cadre des deux transactions conclues en 2014, la société a conservé les droits miniers sur les terrains détenus en propriété inconditionnelle et reçoit des redevances sur la production actuelle et future tirée de tous ces terrains.

En juillet 2013, la société a vendu son bien de Lower Shaunavon pour un produit net de 241 M\$. Aucun volume de production n'avait été tiré du bien de Lower Shaunavon au cours du troisième trimestre de 2013; la production s'était élevée en moyenne à 2 807 barils par jour au cours des neuf premiers mois de 2013.

## Hydrocarbures classiques – pétrole brut

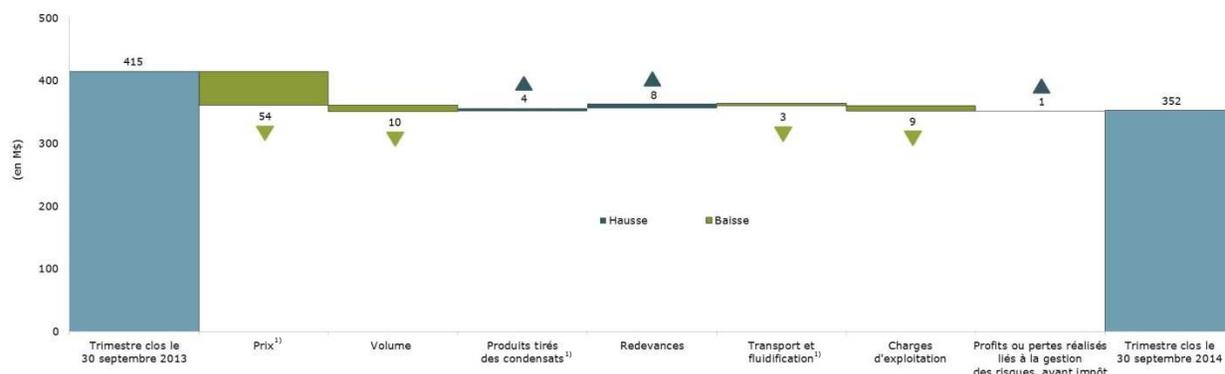
### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>619</b>	679	<b>1 978</b>	1 829
Déduire : redevances	<b>58</b>	66	<b>174</b>	156
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>561</b>	613	<b>1 804</b>	1 673
<b>Charges</b>				
Transport et fluidification	<b>69</b>	66	<b>249</b>	235
Activités d'exploitation	<b>124</b>	115	<b>402</b>	369
Taxe sur la production et impôts miniers	<b>10</b>	10	<b>28</b>	28
(Profit) perte lié à la gestion des risques	<b>6</b>	7	<b>38</b>	(23)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>352</b>	415	<b>1 087</b>	1 064
Dépenses d'investissement	<b>189</b>	270	<b>601</b>	841
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>163</b>	145	<b>486</b>	223

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

### Comparaison du trimestre clos le 30 septembre 2014 et du trimestre clos le 30 septembre 2013

#### 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. Le coût des condensats est comptabilisé dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut exclut l'incidence des condensats achetés.

### Produits des activités ordinaires

#### Prix

Au cours du trimestre, le prix de vente moyen du pétrole brut obtenu par la société a diminué de 9 % pour se chiffrer à 84,94 \$ le baril, ce qui concorde avec la variation des prix de référence du brut et les écarts y afférents.

#### Volumes de production

(en barils par jour)	Trimestres clos les 30 septembre		2013
	2014	Variation	
Pelican Lake	<b>24 196</b>	(3) %	24 826
Autres biens liés au pétrole lourd	<b>14 900</b>	(4) %	15 507
Total du pétrole lourd	<b>39 096</b>	(3) %	40 333
Pétrole léger et moyen	<b>33 548</b>	- %	33 651
LGN	<b>1 356</b>	20 %	1 130
	<b>74 000</b>	(1) %	75 114

L'accroissement de la production sous l'effet de la bonne performance des puits horizontaux du sud de l'Alberta a été largement contré par les baisses normales de rendement prévues, une petite diminution de la production à Pelican Lake et la vente des biens de Bakken. L'augmentation de la production observée grâce à la mise en service de plusieurs nouveaux puits intercalaires et aux meilleurs résultats du programme d'injection de polymères à Pelican Lake a été annulée par la révision prévue, qui a occasionné une réduction des volumes de 1 300 barils par jour.

## Condensats

Les produits des activités ordinaires représentent la valeur totale du pétrole brut fluidifié vendu et tiennent compte de la valeur des condensats. La proportion du coût des condensats récupéré a décru, ce qui concorde avec l'élargissement de l'écart WCS-condensats.

## Redevances

Les redevances ont diminué de 8 M\$, principalement par suite d'un recul des volumes de vente et d'une baisse des prix réalisés.

À Pelican Lake, les redevances sont établies selon le calcul des redevances pour les projets de sables bitumineux. Pelican Lake est un projet qui a atteint le stade de récupération des coûts, donc les redevances sont établies d'après un calcul du taux annualisé fondé sur le plus élevé de 1) les produits bruts multipliés par le taux de redevance applicable (entre 1 % et 9 %) et 2) les profits nets du projet multipliés par le taux de redevance applicable (entre 25 % et 40 %). Les profits nets sont tributaires des volumes, des prix réalisés et des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement autorisées. En 2014 et en 2013, le calcul des redevances était fonction des produits bruts. Les autres actifs productifs liés au pétrole brut classique sont des terres publiques ou des terrains en propriété inconditionnelle. La société comptabilise des impôts miniers au poste Taxe sur la production et impôts miniers découlant de la production tirée des terrains en propriété inconditionnelle.

Au troisième trimestre de 2014, le taux de redevance réel relatif à l'ensemble des biens de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques s'est chiffré à 10,8 % (10,8 % en 2013).

## Charges

### Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 3 M\$ au troisième trimestre de 2014, principalement à cause de la hausse des volumes et du prix des condensats. Les frais de transport sont restés à peu près les mêmes qu'en 2013.

### Charges d'exploitation

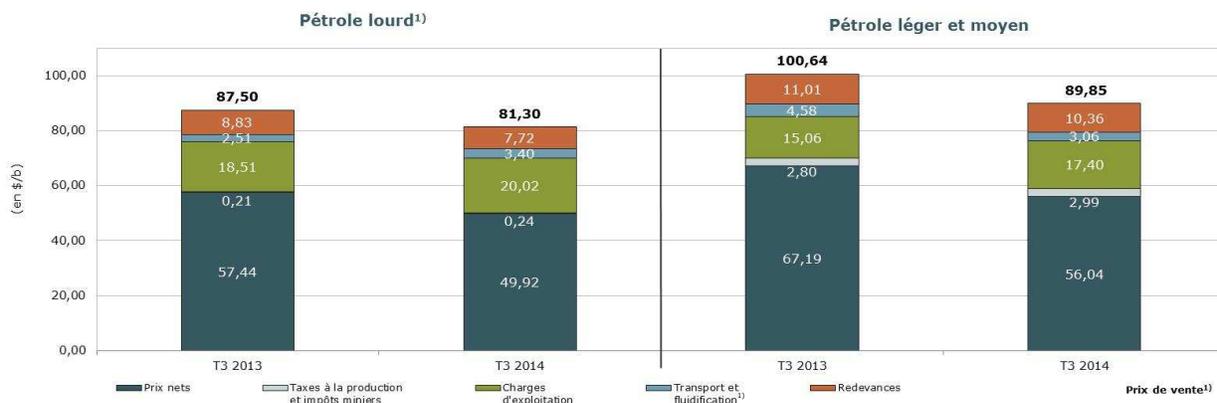
Les principaux éléments déterminants des charges d'exploitation de la société au troisième trimestre de 2014 ont été les activités de reconditionnement, la main-d'œuvre, les réparations et la maintenance, l'électricité et la consommation de produits chimiques. Les charges d'exploitation ont monté de 9 M\$, soit 18,45 \$ le baril.

Les charges d'exploitation ont augmenté de 1,78 \$ le baril, principalement à cause des facteurs suivants :

- l'augmentation des coûts de traitement des liquides et des déchets et des frais de transport découlant de la mise en service de nouveaux puits;
- la hausse des coûts des produits chimiques par suite de la montée des prix des polymères et de l'utilisation accrue rattachée aux programmes d'injection de polymères, en partie compensée par une réduction des produits chimiques utilisés en raison de la révision prévue de Pelican Lake;
- l'accroissement des taxes foncières et des coûts de location liés aux baux de surface se rapportant aux nouveaux puits, aux pipelines et aux infrastructures.

L'augmentation des charges d'exploitation a été en partie annulée par suite de la vente des biens de Bakken ainsi que par la baisse des coûts entraînés par les travaux de reconditionnement et du coût 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 13,25 \$ le baril au troisième trimestre (11,65 \$ le baril en 2013) pour les biens liés au pétrole lourd de la société. Les ratios de fluidification de la société se situent dans une fourchette de 10 % à 16 % environ.

### Gestion des risques

Au troisième trimestre, les activités liées à la gestion des risques ont occasionné des pertes réalisées de 6 M\$ (7 M\$ en 2013), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient supérieurs aux prix fixés par contrat de la société.

### Comparaison de la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 et de la période de neuf mois close le 30 septembre 2013

#### 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. Le coût des condensats est comptabilisé dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut exclut l'incidence des condensats achetés.

#### Produits des activités ordinaires

##### Prix

Au cours des neuf premiers mois de l'exercice, le prix de vente moyen du pétrole brut obtenu par la société a augmenté de 9 % pour se chiffrer à 86,82 \$ le baril, ce qui concorde avec la variation des prix de référence du brut et les écarts y afférents.

##### Volumes de production

(en barils par jour)	Périodes de neuf mois close les 30 septembre		
	2014	Variation	2013
Pelican Lake	24 593	2 %	24 162
Autres biens liés au pétrole lourd	15 467	(4) %	16 163
Total du pétrole lourd	40 060	(1) %	40 325
Pétrole léger et moyen	34 488	(4) %	36 081
LGN	1 200	18 %	1 018
	75 748	(2) %	77 424

L'accroissement de la production sous l'effet de la bonne performance des puits horizontaux du sud de l'Alberta et l'augmentation de la production à Pelican Lake ont été contrés par les baisses normales de rendement prévues et la vente des biens de Lower Shaunavon et de Bakken. La production a augmenté à Pelican Lake en raison des résultats plus probants du programme d'injection de polymères et de la mise en service de nouveaux puits intercalaires; cette augmentation a été en partie contrebalancée par la révision prévue au calendrier et effectuée en 2014.

##### Condensats

Au cours de la période écoulée depuis le début de l'exercice, la proportion du coût des condensats récupéré s'est accrue, ce qui concorde avec le rétrécissement de l'écart WCS-condensats.

##### Redevances

Les redevances ont augmenté de 18 M\$, en grande partie par suite d'une augmentation du prix de référence WTI en dollars canadiens, d'une hausse des prix réalisés et d'un accroissement des volumes de vente à Pelican Lake; ces facteurs ont été partiellement annulés par la diminution des volumes de vente des autres biens d'hydrocarbures classiques. Pour les neuf premiers mois de 2014, le taux de redevance réel relatif au pétrole brut s'est chiffré à 10,2 % (9,8 % en 2013).

## Charges

### Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 14 M\$ pour les neuf premiers mois de l'exercice. Le coût des condensats a augmenté de 12 M\$ à cause de la hausse des prix. Les frais de transport sont montés de 2 M\$ en raison de la hausse des frais de stockage et de transport par pipeline liés au bien de Pelican Lake et ont été en partie compensés par la réduction des frais de transport découlant de la baisse des volumes de vente des autres biens d'hydrocarbures classiques.

### Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de la société depuis le début de l'exercice ont été les activités de reconditionnement, la main-d'œuvre, l'électricité et les réparations et la maintenance. Les charges d'exploitation ont monté de 33 M\$ et se sont établies à 19,47 \$ le baril.

Les charges d'exploitation ont augmenté de 2,09 \$ le baril, principalement à cause des facteurs suivants :

- l'intensification des travaux de réparation, de maintenance et de reconditionnement associés à l'optimisation de puits;
- la hausse des coûts des produits chimiques rattachés à l'utilisation et aux prix des polymères en raison des programmes d'injection de polymères;
- l'augmentation des coûts de traitement des liquides et des déchets et des frais de transport par camion découlant des nouveaux puits.

L'augmentation des charges d'exploitation des biens liés au pétrole brut a été en partie annulée par la réduction des charges par suite de la vente des biens de Lower Shaunavon et de Bakken ainsi que par la baisse du coût 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 16,23 \$ le baril pour les neuf premiers mois (15,42 \$ le baril en 2013) pour les biens liés au pétrole lourd de la société. Les ratios de fluidification de la société se situent dans une fourchette de 10 % à 16 % environ.

### Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques des neuf premiers mois de l'exercice ont donné lieu à des pertes réalisées de 38 M\$ (profits réalisés de 23 M\$ en 2013), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient supérieurs aux prix contractuels de Cenovus.

## Hydrocarbures classiques – gaz naturel

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2014	2013	30 septembre 2014	2013
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>182</b>	130	<b>580</b>	449
Déduire : redevances	4	2	10	6
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>178</b>	128	<b>570</b>	443
<b>Charges</b>				
Transport et fluidification	5	4	14	15
Activités d'exploitation	51	50	152	157
Taxe à la production et impôts miniers	2	1	8	2
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(4)	(18)	(3)	(45)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>124</b>	91	<b>399</b>	314
Dépenses d'investissement	9	5	20	17
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>115</b>	86	<b>379</b>	297

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

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.

### Comparaison du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014 et du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013

#### Produits des activités ordinaires

##### Prix

Le prix de vente moyen obtenu par la société pour le gaz naturel a augmenté en 2014, ce qui cadre avec la hausse du prix de référence AECO pour le gaz naturel.

##### Production

La production s'est inclinée de 7 % pour se chiffrer à 466 Mpi<sup>3</sup> par jour au troisième trimestre de 2014 et a diminué de 9 % pour se chiffrer à 469 Mpi<sup>3</sup> par jour pour les neuf premiers mois de l'exercice, en raison surtout des baisses normales de rendement prévues.

##### Redevances

Les redevances ont augmenté au troisième trimestre de 2014 et pour les neuf premiers mois de l'exercice en raison de la hausse des prix, et ce, malgré des baisses de production. Le taux de redevance moyen pour le troisième trimestre s'est chiffré à 2,0 % (1,8 % en 2013) et à 1,7 % (1,5 % en 2013) pour les neuf premiers mois. 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.

#### Charges

##### 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. Pour le trimestre considéré, les charges d'exploitation sont restées à peu près inchangées. Pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, les charges d'exploitation se sont repliées de 5 M\$ par suite des baisses normales de rendement, de la réduction du prix et de la consommation d'électricité et de la diminution des coûts de main-d'œuvre, facteurs en partie contrebalancés 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 4 M\$ au troisième trimestre et de 3 M\$ pour les neuf premiers mois (18 M\$ et 45 M\$, respectivement, 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'investissement<sup>1)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Pelican Lake	61	97	200	348
Autres biens liés au pétrole lourd	15	33	64	104
Pétrole léger et moyen	113	140	337	389
Gaz naturel	9	5	20	17
	<b>198</b>	<b>275</b>	<b>621</b>	<b>858</b>

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

Pour les neuf premiers mois de 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.

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)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013
Pétrole brut	101	155
Remises en production	620	649
Puits d'exploration stratigraphiques bruts	18	38
Autres <sup>1)</sup>	34	58

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 qu'il est prévu de consacrer à Pelican Lake en 2014 se situent dans une fourchette de 250 M\$ à 255 M\$ et visent principalement le forage intercalaire, la construction du pipeline et les investissements de maintien liés à l'injection de polymères.

Les dépenses d'investissement qu'il est prévu de consacrer aux autres biens liés au pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques visent la mise en valeur de pétrole avare et les travaux de construction d'installations et se situent dans une fourchette de 580 M\$ à 590 M\$.

## 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 estimées par les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants 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 attribuée 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.

Au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques a diminué de 12 M\$ et de 112 M\$, respectivement. Pour le troisième trimestre, cette diminution est attribuable à la réduction des volumes de ventes et à la baisse du taux d'amortissement et d'épuisement faisant suite à la décroissance des dépenses. Pour la période de neuf mois, la diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement s'explique par la perte de valeur inscrite en 2013, par la contraction des volumes de vente et par la baisse du taux faisant suite à la réduction des dépenses et à la vente des biens de Lower Shaunavon.

## RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

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

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

- la réduction 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 en juillet 2014 et le commencement d'une révision prévue à la raffinerie de Wood River en septembre 2014;
- la baisse des coûts de la charge d'alimentation en pétrole lourd et la hausse des marges de craquage moyennes;
- la diminution de 51 % des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui se sont chiffrés à 68 M\$, surtout à cause de la baisse de la production de produits raffinés, en partie compensée par la baisse des coûts d'alimentation en brut lourd des raffineries et par la hausse des marges de craquage moyennes.

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

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
<b>Capacité liée au pétrole brut<sup>2)</sup> (kb/j)</b>	<b>460</b>	457	<b>460</b>	457
<b>Production de pétrole brut (kb/j)</b>	<b>407</b>	464	<b>424</b>	440
Pétrole brut lourd	<b>201</b>	240	<b>205</b>	223
Pétrole léger ou moyen	<b>206</b>	224	<b>219</b>	217
<b>Produits raffinés (kb/j)</b>	<b>429</b>	487	<b>446</b>	461
Essence	<b>230</b>	244	<b>228</b>	230
Distillats	<b>131</b>	152	<b>138</b>	143
Autres	<b>68</b>	91	<b>80</b>	88
<b>Taux d'utilisation du pétrole brut (%)</b>	<b>88</b>	101	<b>92</b>	96

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

2) La capacité nominale officielle à Wood River a augmenté à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2014.

Sur une base de 100 %, les raffineries de la société disposent actuellement d'une capacité 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.

Au trimestre clos le 30 septembre 2014, l'interruption de service non planifiée d'une unité de cokéfaction à la raffinerie de Borger et le début d'une révision prévue à celle de Wood River ont considérablement réduit la production de pétrole brut et de produits raffinés de même que le taux d'utilisation du pétrole brut par rapport au trimestre correspondant de 2013. L'interruption de service non planifiée a duré environ deux semaines.

Pour les neuf premiers mois de l'exercice, la production de pétrole brut et de produits raffinés et le taux d'utilisation du pétrole brut ont diminué par rapport à la période correspondante à cause des interruptions de service de 2014. En 2013, l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur survenue à la raffinerie de Wood River au deuxième trimestre avait aussi réduit les volumes, mais pas dans la même proportion.

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)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires	3 144	3 459	9 885	9 483
Produits achetés	2 918	3 172	8 836	8 065
<b>Marge brute</b>	<b>226</b>	287	<b>1 049</b>	1 418
<b>Charges</b>				
Charges d'exploitation	162	127	525	397
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(4)	21	(9)	29
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>68</b>	139	<b>533</b>	992
Dépenses d'investissement	42	19	111	70
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>26</b>	120	<b>422</b>	922

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

### Marge brute

Au troisième trimestre, la marge brute s'est inclinée, principalement pour la raison suivante :

- la baisse de la production de produits raffinés par suite des interruptions de service mentionnées plus haut.

Le recul a été en partie neutralisé par les facteurs suivants :

- la baisse des coûts d'alimentation en pétrole brut lourd, proportionnelle à la contraction du prix de référence WCS;
- la progression des marges de craquage moyennes, conforme à l'élargissement de l'écart entre le Brent et le WTI.

Pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, la contraction de la marge brute s'explique principalement par les facteurs suivants :

- le recul sur le marché des marges de craquage qui coïncide avec le rétrécissement de l'écart entre le Brent et le WTI;
- l'accroissement des coûts d'alimentation en pétrole brut lourd qui cadre avec la hausse du prix du WCS;
- la réduction 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 »). Au troisième trimestre de 2014, le coût associé aux NIR s'est chiffré à 29 M\$ (55 M\$ en 2013). Depuis le début de l'exercice, le coût associé aux NIR s'est établi à 85 M\$ (132 M\$ en 2013). Ces diminutions suivent 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 28 % (32 % pour les neuf premiers mois), principalement à cause de l'augmentation des coûts de maintenance résultant des interruptions non planifiées et des révisions prévues, de l'accroissement du coût des services publics qui découle de la hausse des prix du gaz naturel, ainsi que de la fluctuation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien.

### Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Raffinerie de Wood River	30	12	64	38
Raffinerie de Borger	12	7	47	32
	<b>42</b>	19	<b>111</b>	70

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 projet devrait pouvoir démarrer en 2016.

La société prévoit investir entre 165 M\$ et 175 M\$ en 2014, somme qui sera affectée principalement aux campagnes ordinaires visant la sécurité, à la conformité aux nouvelles règles (niveau III) sur l'essence à faible teneur en soufre et à d'autres dépenses d'investissement qui devraient rehausser le rendement de la raffinerie de Wood River.

## 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 2 M\$ au troisième trimestre de 2014 et de 14 M\$ pour les neuf premiers mois, 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. Les activités liées à la gestion des risques du troisième trimestre de 2014 ont donné lieu à des profits latents de 165 M\$, avant impôt (8 M\$, avant impôt, en 2013). Pour l'ensemble de la période écoulée depuis le début de l'exercice, les activités de gestion des risques ont donné lieu à des profits latents de 180 M\$, avant impôt (pertes latentes de 196 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)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2014	2013	30 septembre 2014	2013
Frais généraux et frais d'administration	80	103	291	268
Charges financières	105	160	337	407
Produits d'intérêts	(4)	(23)	(31)	(73)
(Profit) perte de change, montant net	263	(55)	223	93
Frais de recherche	3	5	9	14
(Profit) perte à la vente d'actifs	(137)	1	(157)	1
Autre (produit) perte, montant net	2	-	-	-
	<b>312</b>	<b>191</b>	<b>672</b>	<b>710</b>

### Charges

#### Frais généraux et frais d'administration

En 2014, les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été la dotation et la location de bureaux. Les frais généraux et frais d'administration du troisième trimestre de 2014 ont été inférieurs de 23 M\$ à ceux du trimestre correspondant, principalement grâce à une diminution des primes d'intéressement à long terme, qui s'explique par la variation du cours de l'action de Cenovus. Pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, les frais généraux et frais d'administration ont été supérieurs de 23 M\$ à ceux de la période correspondante, principalement à cause de l'augmentation des primes d'intéressement à long terme et de la hausse 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. Les charges financières ont été inférieures de 55 M\$ et de 70 M\$, respectivement, au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2014. Ces diminutions sont redevables essentiellement à une prime de 32 M\$ US versée au remboursement anticipé de billets non garantis de premier rang effectué au troisième trimestre de 2013 et à la baisse des intérêts sur l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise. Au premier trimestre de 2014, la société a exercé son droit de régler par anticipation l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise.

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 % au troisième trimestre (5,2 % en 2013) et de 5,0 % pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 (5,3 % en 2013).

### Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2014	2013	30 septembre 2014	2013
(Profit) perte de change latent	259	(48)	221	86
(Profit) perte de change réalisé	4	(7)	2	7
	<b>263</b>	<b>(55)</b>	<b>223</b>	<b>93</b>

La majorité des pertes de change latentes du troisième trimestre de 2014 avait trait à la conversion de la dette libellée en dollars américains.

## 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 20 M\$ au troisième trimestre (20 M\$ en 2013) et à 61 M\$ pour l'ensemble des neuf premiers mois (59 M\$ en 2013).

## Charge (économie) d'impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2014	2013	2014	2013
Charge d'impôt exigible				
Canada	49	60	82	147
États-Unis	(14)	(20)	21	38
<b>Total de la charge d'impôt exigible</b>	<b>35</b>	<b>40</b>	<b>103</b>	<b>185</b>
Charge d'impôt différé	144	132	396	211
	179	172	499	396
<b>Taux d'imposition effectif</b>	<b>33,6 %</b>	<b>31,7 %</b>	<b>29,1 %</b>	<b>35,5 %</b>

La charge d'impôt sur le résultat des périodes intermédiaires est établie en fonction du taux d'imposition qui serait applicable au total du résultat annuel. 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 revenu 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, lequel a une incidence minime sur le total de la charge d'impôt sur le résultat. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, la charge d'impôt exigible a été inférieure de 82 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 des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Hydrocarbures classiques. La charge d'impôt différé a augmenté de 185 M\$ pour les neuf premiers mois de l'exercice en raison de l'effet de l'ajustement favorable apporté à l'impôt exigible se rapportant à des exercices précédents, d'une augmentation des différences temporaires au Canada découlant du bénéfice plus élevé dégagé par le secteur Sables bitumineux et d'un profit latent lié aux activités de gestion des risques (comparativement à une perte latente à l'exercice précédent); ces facteurs ont été en partie compensés par une diminution des différences temporaires aux États-Unis en 2014 qui découle de la décroissance du résultat net dégagé aux États-Unis.

Le taux d'imposition effectif de Cenovus est fonction de la relation entre le total de la charge d'impôt et le résultat avant impôt. Le taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi au Canada parce qu'il tient compte du taux d'imposition plus élevé aux États-Unis sur les produits de source américaine ainsi que des écarts permanents.

La hausse du taux d'imposition effectif de la société au troisième trimestre de 2014 est imputable aux pertes de change latentes, à l'égard desquelles l'économie d'impôt n'est pas comptabilisée. Quant à la baisse du taux d'imposition effectif pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, elle reflète essentiellement le fait que les produits de source américaine ont été moins élevés en 2014 et a été annulée par l'effet des pertes de change latentes.

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2014	2013	30 septembre 2014	2013
<b>Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :</b>				
Activités d'exploitation	1 092	840	2 658	2 563
Activités d'investissement	(463)	(451)	(3 552)	(2 157)
<b>Flux de trésorerie avant les activités de financement, montant net</b>	<b>629</b>	<b>389</b>	<b>(894)</b>	<b>406</b>
Activités de financement	(232)	(190)	(457)	(539)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	(1)	-	55	(3)
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>396</b>	<b>199</b>	<b>(1 296)</b>	<b>(136)</b>

(en millions de dollars)	30 septembre 2014	31 décembre 2013
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>1 156</b>	<b>2 452</b>

### Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont crû de 252 M\$ au troisième trimestre de 2014, principalement sous l'effet de la croissance des flux de trésorerie, analysée à la section « Résultats financiers », et d'une augmentation des fonds provenant du fonds de roulement hors trésorerie. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, ils ont progressé de 95 M\$, principalement du fait de la croissance des flux de trésorerie analysée à la section « Résultats financiers », et ont été en partie contrebalancés par la diminution 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 1 306 M\$ au 30 septembre 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

Au troisième trimestre de 2014, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont chiffrés à 12 M\$ de plus qu'au trimestre correspondant (1 395 M\$ de plus pour les neuf premiers mois qu'à la période correspondante) en raison de la hausse des dépenses d'investissement. Quant à l'augmentation observée pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, elle est 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.

### Activités de financement

L'approche rigoureuse que suit la société aux fins de la prise de décisions concernant ses dépenses d'investissement se traduit par l'établissement de priorités concernant les flux de trésorerie, lesquels sont affectés tout d'abord aux dépenses d'investissement qu'elle s'est engagée à effectuer, puis au versement d'un dividende intéressant et enfin, au capital-développement. Au troisième trimestre, la société a versé un dividende de 0,2662 \$ par action, soit 10 % de plus qu'au trimestre correspondant de 2013, où le dividende s'était chiffré à 0,242 \$. Les dividendes versés depuis le début de l'exercice totalisent 604 M\$, contre 549 M\$ en 2013. La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres.

Au troisième trimestre, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont augmenté de 42 M\$, surtout en raison du remboursement net d'emprunts à court terme et de l'accroissement des dividendes versés. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont diminué de 82 M\$ à cause du remboursement d'emprunts à court terme, en partie annulé par l'accroissement des dividendes versés. Les emprunts à court terme ont augmenté à cause du moment où a été reçu le produit lié à la cession des biens de Wainwright.

La dette à long terme de la société se situait à 5 271 M\$ au 30 septembre 2014. Aucun remboursement en capital n'est exigible avant octobre 2019 (1,3 G\$ US). L'augmentation de 274 M\$ de la dette à long terme depuis le 31 décembre 2013 est liée principalement au change.

Au 30 septembre 2014, Cenovus respectait toutes les modalités de ses conventions d'emprunt.

## Sources de liquidités disponibles

La société prévoit que les flux de trésorerie tirés de ses activités liées au pétrole brut, au gaz naturel et au raffinage suffiront à financer une part considérable de ses besoins en trésorerie pour les dix prochaines années. Tout manque à gagner éventuel pourrait devoir être financé par l'utilisation prudente de la capacité d'emprunt ou la gestion du portefeuille d'actifs. Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 30 septembre 2014 :

(en millions de dollars)	Montant	Échéance
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 156	Sans objet
Facilité de crédit engagée	2 867	Novembre 2017
Prospectus préalable de base aux États-Unis <sup>1)</sup>	2 000 \$ US	Juillet 2016
Prospectus préalable de base au Canada <sup>1)</sup>	1 500	Juillet 2016

1) Disponibilité assujettie aux conditions du marché.

La société s'est dotée d'un programme de papier commercial qui, de concert avec sa facilité de crédit engagée, sert à gérer les besoins de liquidités à court terme. La société réserve une somme non prélevée sur sa facilité de crédit engagée à l'égard des montants de papier commercial en circulation.

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 30 septembre 2014, aucun billet n'avait encore été émis aux termes du prospectus préalable de base aux États Unis.

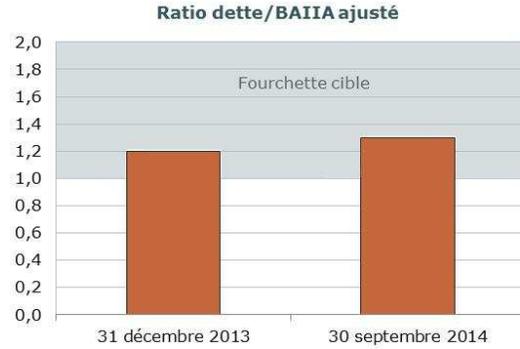
Le 25 juin 2014, la société a déposé un prospectus préalable de base au Canada visant le placement de billets à moyen terme non garantis de 1,5 G\$, qui remplace le prospectus équivalent précédent daté du 24 mai 2012. Ce prospectus prévoit l'émission de billets à moyen terme libellés en dollars canadiens 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 30 septembre 2014, aucun billet à moyen terme n'avait encore 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 d'actifs, les profits ou pertes latents liés à la gestion des risques, les profits ou pertes de change, le profit ou la perte à la sortie d'actifs et les autres profits ou pertes nets, 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.

	30 septembre 2014	31 décembre 2013
Ratio dette/capitaux permanents	33 %	33 %
Ratio dette/BAIIA ajusté (fois)	1,3 x	1,2 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 30 septembre 2014, le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/BAIIA ajusté se situaient près de la valeur la plus basse de la fourchette cible. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les ratios financiers et la structure du capital de la société, voir les notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires.



### Données sur les actions en circulation et les régimes de rémunération fondée sur des actions

Cenovus est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions préférentielles de premier rang et d'actions préférentielles de deuxième rang. Au 30 septembre 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 (« UAD »). Les UAR sont des unités d'actions entières qui permettent à leur porteur de recevoir, à l'acquisition des droits, une action ordinaire de Cenovus ou un paiement en trésorerie égal à la valeur d'une action ordinaire de Cenovus. Se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires pour en savoir plus à ce sujet.

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

	Nombre d'unités (en milliers)
<b>30 septembre 2014</b>	
<b>Actions ordinaires</b>	<b>757 103</b>
<b>Options sur actions</b>	
DRN	41 039
DAAJ	3 885
DAAJ de remplacement de Cenovus	2
DAAJ de remplacement d'Encana	28
<b>Autres régimes de rémunération fondée sur des actions</b>	
UAR	7 121
UAD	1 286

### Obligations contractuelles et engagements

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

Depuis le début de l'exercice, les engagements découlant de divers contrats de transport fermes ont augmenté de 6 G\$ à cause 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 27 G\$. Ces contrats de transport fermes, dont certains doivent encore recevoir l'aval des organismes de réglementation, sont conclus pour des termes de 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 conclu des engagements de chargement ferroviaire visant 30 000 barils par jour au départ des installations qui devraient avoir atteint leur plein rendement d'ici la fin de 2014. L'utilisation de cette capacité de chargement ferroviaire dépendra de l'existence de modalités favorables sur le marché.

### Actions en justice

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

## GESTION DES RISQUES

Pour bien comprendre les risques auxquels est exposée Cenovus, la présente analyse doit être lue en parallèle avec la section du rapport de gestion annuel de 2013 portant sur la 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. L'exposition de la société aux risques énumérés dans le rapport de gestion annuel de 2013 n'a pas changé de manière notable depuis le 31 décembre 2013. Par ailleurs, aucun nouveau risque significatif n'a été cerné au 30 septembre 2014.

Pour obtenir une description des facteurs de risque et des incertitudes pouvant toucher Cenovus, se reporter à la rubrique « Mise en garde », et pour consulter une analyse exhaustive des facteurs de risque significatifs pouvant toucher Cenovus, se reporter à la notice annuelle de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2013. Les paragraphes qui suivent constituent une mise à jour des activités de gestion du risque lié aux prix des marchandises.

### Risque lié aux prix des marchandises

Les fluctuations des prix 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.

La société gère le risque lié aux prix des marchandises par divers moyens, comme l'intégration et la conclusion de couvertures financières et de contrats à livrer. Divers instruments et stratégies s'offrent à elle par l'intermédiaire des couvertures financières et des contrats à livrer qui sont conclus, tels que les swaps, contrats à terme normalisés, options, tunnels, différentiels et contrats à prix fixes; ces instruments et stratégies seront utilisés lorsque les conditions du marché le justifieront. Pour en savoir plus sur les instruments financiers de la société, notamment leur classement, les hypothèses formulées lors du calcul de leur juste valeur et une analyse plus détaillée de l'exposition aux risques et de leur gestion, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires et annuels. L'incidence financière de la gestion des risques est exposée ci-après.

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre 2014			2013		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	9	(159)	(150)	32	(22)	10
Gaz naturel	(5)	-	(5)	(19)	15	(4)
Raffinage	(4)	(7)	(11)	22	(2)	20
Électricité	-	1	1	(2)	1	(1)
<b>(Profit) perte lié à la gestion des risques</b>	-	(165)	(165)	33	(8)	25
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	-	43	43	11	(3)	8
<b>(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt</b>	-	(122)	(122)	22	(5)	17

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2014			2013		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	95	(173)	(78)	(22)	147	125
Gaz naturel	(4)	(2)	(6)	(46)	51	5
Raffinage	(8)	(5)	(13)	30	(1)	29
Électricité	2	-	2	(7)	(1)	(8)
<b>(Profit) perte lié à la gestion des risques</b>	85	(180)	(95)	(45)	196	151
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	(21)	47	26	(7)	49	42
<b>(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt</b>	64	(133)	(69)	(38)	147	109

Les activités de gestion des risques du trimestre n'ont donné lieu à aucun profit ni aucune perte réalisés. Pour les neuf premiers mois, les pertes réalisées consistaient essentiellement en pertes sur les instruments financiers conclus à l'égard du pétrole brut, ce qui concorde avec le fait que les prix de référence moyens surpassaient les prix contractuels de la société.

En 2014, la société a comptabilisé des profits latents sur ses instruments financiers liés au pétrole brut par suite de la variation des prix à terme par rapport aux prix en vigueur à la fin de l'exercice précédent et des fluctuations des prix liés aux opérations effectuées pendant la période; ces profits ont été en partie annulés par le dénouement de positions réglées et le rétrécissement des écarts à terme entre le pétrole léger et le pétrole lourd.

Les instruments financiers conclus par le secteur du raffinage par l'exploitant des raffineries de la société, Phillips 66, visent principalement l'achat de produits. Les notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires contiennent des détails sur les volumes et les prix des contrats conclus par la société.

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

Pour obtenir plus de détails concernant les jugements, estimations et méthodes comptables d'importance critique de la société, les paragraphes qui suivent devraient être lus en parallèle avec le rapport de gestion annuel de 2013.

Pour l'application des méthodes comptables, Cenovus est tenue d'avoir recours à des jugements, de faire des estimations et de poser des hypothèses qui pourraient avoir une incidence importante sur les résultats financiers de la société. Les résultats réels peuvent être différents de ces estimations, parfois de façon marquée. Les estimations et hypothèses utilisées peuvent faire l'objet de mises à jour en fonction des antécédents et de l'utilisation de nouvelles données. Les méthodes comptables et estimations critiques de la société sont évaluées chaque année par le comité d'audit du conseil. Dans les notes annexes aux états financiers consolidés et le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2013 sont expliqués plus amplement le mode de préparation et les méthodes comptables significatives de la société.

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

Les jugements d'importance critique sont ceux que la direction doit poser lors de l'application des méthodes comptables qui ont le plus d'effet sur les montants comptabilisés par Cenovus dans ses états financiers consolidés annuels et intermédiaires et les notes annexes. Aucun changement n'a été apporté aux jugements d'importance critique auxquels la société a recours lors de l'application des méthodes comptables au cours des neuf premiers mois de 2014. D'autres renseignements se trouvent dans les notes annexes aux états financiers consolidés et le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

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

Les estimations comptables d'importance critique sont celles qui font en sorte que la direction doit poser des jugements particulièrement subjectifs ou complexes sur des sujets par nature incertains. Les estimations et les hypothèses qui les sous-tendent sont examinées périodiquement, et toute révision des estimations comptables est comptabilisée dans la période au cours de laquelle la révision est effectuée. Aucun changement n'est survenu dans les principales sources d'incertitude relative aux estimations au cours des neuf premiers mois de 2014. Pour obtenir plus de renseignements sur ce sujet, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés et au rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

### **Futures prises de position en comptabilité**

#### **Adoption de normes et d'interprétations nouvelles ou modifiées**

##### **Comptabilisation des produits**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2014, la société a adopté comme elle devait le faire les modifications apportées à la Norme comptable internationale 32, *Instruments financiers : Présentation* (« IAS 32 »). Ces modifications précisent que le droit de compenser des actifs financiers et des passifs financiers doit exister actuellement et ne doit pas dépendre de la survenance d'un événement futur. L'adoption d'IAS 32 n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés.

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

##### **Comptabilisation des produits**

En mai 2014, l'IASB a publié IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients* (« IFRS 15 »), appelée à remplacer IAS 11, *Contrats de construction*, et IAS 18, *Produits des activités ordinaires*, de même que diverses interprétations relatives aux produits des activités ordinaires. IFRS 15 délimite un cadre de référence unique pour la comptabilisation des produits des activités ordinaires, qui s'applique aux contrats conclus avec des clients. La norme exige d'une entité qu'elle comptabilise des produits d'un montant correspondant à la somme qu'elle s'attend à recevoir en échange de biens et des services fournis, et ce, au moment où le contrôle est transféré à l'acheteur. Les exigences en matière d'informations à fournir ont également été étoffées.

La nouvelle norme entrera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017, l'adoption anticipée étant permise. La norme pourra être appliquée de manière rétrospective ou selon une méthode rétrospective modifiée. La société s'affaire à évaluer l'incidence de l'adoption d'IFRS 15 sur ses états financiers consolidés.

##### **Instruments financiers**

Le 24 juillet 2014, l'IASB a publié IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 »), pour remplacer IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*. IFRS 9 s'applique aux exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018. L'adoption anticipée est permise si IFRS 9 est adoptée dans son intégralité au début d'un exercice. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption d'IFRS 9 sur les états financiers consolidés.

## Autres normes

Une description des autres normes et interprétations que la société adoptera pour des périodes futures se trouve dans les notes annexes des états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

## ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

---

Aucun changement n'a été apporté au contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») au cours du trimestre clos le 30 septembre 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, sa démarche 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. 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](http://cenovus.com). Le rapport de 2013 sur la responsabilité d'entreprise de Cenovus a été publié en juillet 2014.

En septembre 2014, les pratiques de responsabilité d'entreprise de la société ont été reconnues par la communauté internationale grâce à l'inclusion de Cenovus dans l'indice Dow Jones du développement durable – Monde pour la troisième année d'affilée. Cenovus a également été incluse dans l'indice Dow Jones du développement durable – Amérique du Nord pour la cinquième fois de suite.

En juin 2014, Cenovus a été nommée pour la troisième année de suite parmi les 50 sociétés les plus responsables au Canada sur le plan social par la revue *Maclean's* et *Sustainalytics*. Pour la quatrième année de suite, selon la revue *Corporate Knights*, Cenovus fait partie de la liste 2014 des entreprises les plus citoyennes du Canada. Cenovus a aussi été incluse dans l'indice 120 Euronext Vigeo World. Cet indice 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 adjugé 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 un 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 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 poursuit sa progression vers la réalisation de son plan d'affaires en visant une production de pétrole brut nette, y compris la production provenant des activités liées aux hydrocarbures classiques de plus de 500 000 barils par jour. Pour réaliser ses plans d'expansion, la société prévoit procéder à d'autres agrandissements à Foster Creek, à Christina Lake et à Narrows Lake et entreprendre de nouveaux projets à Telephone Lake et à Grand Rapids. La société poursuivra la mise en valeur de ses ressources liées aux sables bitumineux en phases multiples selon une approche inspirée de la fabrication à faible coût qui sera soutenue par la technologie, l'innovation et le

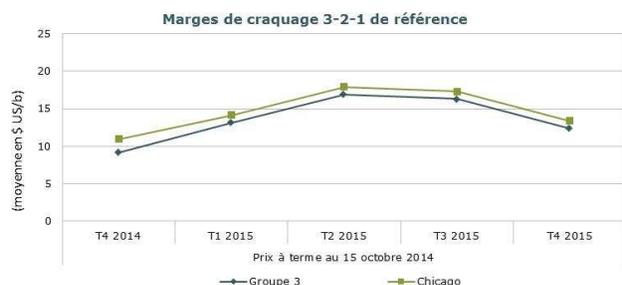
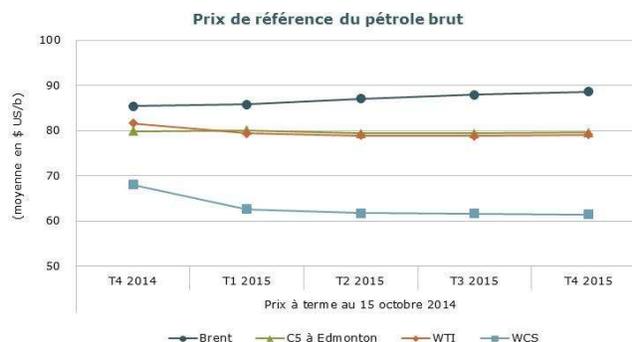
respect continu de la santé et de la sécurité de son personnel et de ses sous-traitants, tout en accordant une importance de premier ordre à la performance environnementale et à un dialogue constructif avec les parties prenantes.

L'analyse des perspectives ci-après porte sur les douze à quinze prochains mois. Les prévisions relatives aux prix à terme pour 2015, formulées au 15 octobre 2014, ont sensiblement baissé par rapport aux prix réels observés au premier semestre de 2014 et aux prix à terme alors estimés. La décision par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») de réagir ou non à l'escompte sur le Brent sera un facteur déterminant de la réalisation éventuelle de ces prix moins élevés.

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

L'évolution future des prix du pétrole brut dépendra des facteurs suivants :

- La société s'attend à ce que les perspectives globales pour les prix du pétrole brut restent étroitement liées à la croissance économique mondiale, au rythme de progression de l'offre en Amérique du Nord, aux interruptions de la production et à la réaction ou non de l'OPEP aux escomptes marqués que subissent actuellement les prix en réduisant la production. Les indicateurs économiques laissent entrevoir une amélioration de la croissance de la demande de brut provenant des États-Unis à mesure que l'économie s'y accélère. Toutefois, les indicateurs économiques comparables pour le reste du monde suggèrent une détérioration de la conjoncture, surtout en Europe et en Chine. La croissance de l'offre de pétrole brut en Amérique du Nord restera solide, quoique plus modérée. Les perturbations de l'offre mondiale sont difficilement prévisibles et influent pourtant de manière significative sur le prix du brut Brent. Le récent ralentissement de la demande mondiale de brut contrebalance l'éventualité de nouvelles interruptions de l'offre occasionnées par l'agitation politique en Irak et en Libye. La société prévoit que dans l'ensemble, le cours du brut Brent descendra par rapport aux prix des douze à quinze derniers mois;
- L'écart Brent-WTI a rétréci par rapport à 2013 depuis que de nouvelles capacités de transport par pipeline entre Cushing et la côte américaine du golfe du Mexique ont réduit la congestion intérieure. Cependant, la croissance de l'offre de pétrole averse dans les régions de la côte du golfe du Mexique devrait réduire la nécessité de recourir à l'importation aux États-Unis et pourrait entraîner une certaine volatilité des prix, car le pétrole produit à l'échelle nationale tentera de damer le pion aux importations de pétrole brut léger et moyen de provenance mondiale. La société s'attend à ce que ces pressions exercées sur l'offre se traduisent par un élargissement de l'écart Brent-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 créer une certaine 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 des écarts par rapport aux douze à quinze derniers mois.



Étant donné le déclin saisonnier de la demande de produits, la société s'attend à une stabilisation, voire à un léger recul, des marges de craquage des raffineries intérieures dans les mois à venir, d'autant que les travaux de révision avoisineront la moyenne quinquennale. Il pourrait se produire l'an prochain un élargissement de l'écart Brent-WTI en raison de l'offre accrue de pétrole brut intérieure, ce qui conduirait à l'amélioration des marges de craquage par rapport aux marges observées au cours des douze à quinze mois précédents.

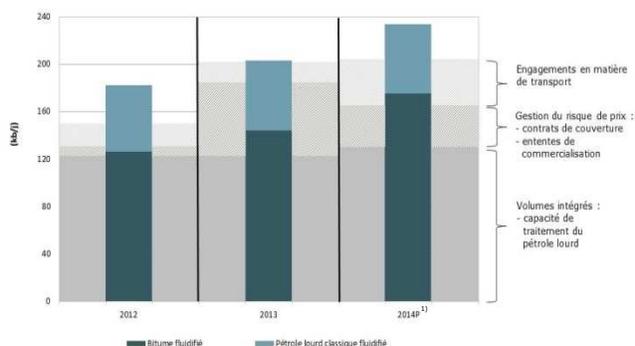
Les prix du gaz naturel devraient rester semblables à ceux en vigueur au troisième trimestre de l'exercice; les conditions météorologiques pourraient provoquer une certaine volatilité.

Le change est resté constant au troisième trimestre de 2014 par rapport au deuxième trimestre. Le taux de change à terme devrait se situer en moyenne à 0,887 \$ US pour 1 \$ CA au cours des cinq prochains trimestres. C'est le moment où seront prises les décisions importantes au chapitre des taux d'intérêt, tant au Canada qu'aux États-Unis, qui déterminera véritablement le sort du change. Dans l'ensemble, le dollar canadien reste assez faible, ce qui a une incidence positive sur les produits des activités ordinaires de Cenovus et ses flux de trésorerie d'exploitation.

Le risque lié aux écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd auquel est exposée la société dépend de l'équilibre mondial entre ces deux produits de base ainsi que de la congestion à l'échelle canadienne. 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 qui réduisent son exposition à la congestion canadienne.
- Ententes de commercialisation – La société protège les prix du brut en amont en concluant, directement avec les raffineurs, des contrats de livraison physique comprenant des composantes à prix fixe.
- Engagements en matière de transport – Cenovus apporte son soutien aux projets de transport servant à acheminer le pétrole des zones de production jusqu'aux marchés consommateurs et côtiers.

### Protection contre la congestion au Canada



1) Capacité de production brute prévue.

### Mise à jour des priorités pour 2014

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

#### Accès aux marchés

À court et à moyen terme, la société s'efforce stratégiquement d'accéder à de nouveaux marchés pour sa production de pétrole brut. De cette façon, elle pourra mieux tirer parti de ses stratégies en matière de transport et de commercialisation et élargir les possibilités de commercialisation de sa production grandissante. La société a conclu des engagements de chargement ferroviaire visant 30 000 barils de brut par jour au départ des installations qui devraient avoir atteint leur plein rendement d'ici la fin de 2014. L'utilisation de cette capacité de chargement ferroviaire dépendra de l'existence de modalités favorables sur le marché.

#### Resserrement de la structure de coûts

Cenovus s'efforce toujours de maintenir à l'échelle de l'entreprise une structure des coûts qui lui permet de conserver son excellent dossier en matière d'efficacité des coûts. La société doit faire en sorte de maintenir à long terme une structure de coûts efficace et durable et d'exploiter au mieux son modèle d'affaires. La société s'affaire à repérer activement les occasions qu'offre sa chaîne d'approvisionnement de comprimer encore les dépenses d'investissement et les charges d'exploitation.

#### 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 sur le pétrole et le gaz

Les données estimatives relatives aux réserves et aux ressources, de même que l'information qui s'y rapporte, ont été préparées en date du 31 décembre 2013 par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants selon les directives du *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* et conformément aux dispositions du *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*. Les estimations sont établies sur la base des prévisions de prix formulées par McDaniel & Associates Consultants Ltd. au 1<sup>er</sup> janvier 2014. Pour en savoir plus sur les réserves et les ressources de la société et obtenir d'autres renseignements sur le pétrole et le gaz, se reporter à la rubrique intitulée « Données relatives aux réserves et autres données sur le pétrole et le gaz » figurant dans la notice annuelle de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Barils d'équivalent de pétrole – Certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalent de pétrole (bep) à raison de 6 kpi<sup>3</sup> pour un baril. Les quantités exprimées en bep peuvent être trompeuses, surtout si elles sont employées isolément. Le ratio de conversion de 1 baril pour 6 kpi<sup>3</sup> se fonde sur une méthode de conversion de l'énergie qui s'applique avant tout au bec du brûleur et ne correspond pas nécessairement à l'équivalence à la tête de puits.

### Information prospective

Le présent document contient des énoncés prospectifs et d'autres informations (collectivement, l'« information prospective ») à propos des attentes, des estimations et des projections de la société à la lumière de son expérience et de sa perception des tendances historiques. L'information prospective dans le présent document se reconnaît à des termes comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « cibler », « projeter » ou « P », « pouvoir », « accent », « but », « perspective », « éventuel », « stratégie » ou des expressions analogues et comprend des suggestions de résultats futurs, y compris des déclarations à propos de la stratégie de croissance et des échéanciers et étapes déterminantes connexes, de la valeur future projetée ou de la valeur de l'actif net projetée, des projections pour 2014 et par la suite, du résultat d'exploitation et des résultats financiers projetés, des dépenses d'investissement prévues, de la production future attendue, notamment en ce qui concerne le calendrier, la stabilité ou la croissance de celle-ci, de la capacité de raffinage future prévue, des réserves prévues et des ressources éventuelles et prometteuses, de l'élargissement de l'accès aux marchés, de l'amélioration de la structure des coûts, des dividendes éventuels et de la stratégie de croissance des dividendes, des échéanciers prévus en ce qui concerne les approbations futures des autorités de réglementation, des partenaires ou en interne, des répercussions futures des mesures réglementaires, des prix des marchandises projetés, de l'utilisation et du développement futurs de la technologie, notamment pour réduire l'empreinte environnementale de Cenovus, et de la croissance projetée de la valeur actionnariale. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure à l'information prospective, car les résultats réels de la société pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus.

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

Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective comprennent notamment les hypothèses sur lesquelles reposent les prévisions actuelles de Cenovus (consulter [cenovus.com](http://cenovus.com)); les dépenses d'investissement prévues par Cenovus, la souplesse des budgets d'immobilisations prévues et leurs sources de financement connexes; les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; la capacité d'obtenir les approbations nécessaires de la part des autorités de réglementation et des partenaires; la réalisation fructueuse et dans les délais des projets d'immobilisations ou de leurs étapes; la capacité de Cenovus de dégager des flux de trésorerie liés aux activités 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 2014 ont été mises à jour le 23 octobre 2014 et peuvent être consultées à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com). Elles se fondent sur un nombre moyen d'environ 757 millions d'actions ordinaires en circulation, après dilution, et sur les données hypothétiques suivantes : Brent, 104,00 \$ US/b; WTI, 97,00 \$ US/b; WCS, 78,00 \$ US/b; NYMEX, 4,50 \$ US/MBtu; AECO, 4,30 \$/GJ; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 17,00 \$ US/b; taux de change, 0,91 \$ US/\$ CA.

Pour la période allant de 2015 à 2023, les hypothèses sont les suivantes : Brent, 105,00 \$ US à 110,00 \$ US/b; WTI, 100,00 \$ US à 106,00 \$ US/b; WCS, 81,00 \$ US à 91,00 \$ US/b; NYMEX, 4,25 \$ US à 4,75 \$ US/MBtu; AECO, 3,70 \$ à 4,31 \$/GJ; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 12,00 \$ US à 13,00 \$ US/b; taux de change, 1,00 \$ US/\$ CA; nombre moyen d'actions en circulation, après dilution, environ 782 millions.

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

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive et est fournie à la date du présent rapport de gestion. Pour l'analyse détaillée des principaux facteurs de risque touchant la société, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » de la notice annuelle ou au rapport sur formulaire 40-F pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, lesquels sont disponibles sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com), sur EDGAR à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov) et sur le site Web de la société à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com).

## ABRÉVIATIONS

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

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