



RAPPORT DE GESTION POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 30 JUIN 2014

TABLE DES MATIÈRES

APERÇU DE CENOVUS.....	2
FAITS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS DU TRIMESTRE	4
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	6
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	9
RÉSULTATS FINANCIERS.....	11
SECTEURS À PRÉSENTER	18
SABLES BITUMINEUX.....	18
HYDROCARBURES CLASSIQUES	26
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	32
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	34
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	36
GESTION DES RISQUES	38
JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	40
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	41
TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE	41
PERSPECTIVES	41
MISE EN GARDE.....	44
ABRÉVIATIONS.....	45

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société »), daté du 29 juillet 2014, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre clos le 30 juin 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 29 juillet 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, sur EDGAR, à l'adresse www.sec.gov et sur le site Web de la société, à l'adresse 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 juin 2014, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 26 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 du premier semestre de 2014, la production moyenne de pétrole brut et de LGN (ensemble, le « pétrole brut ») de Cenovus a dépassé 199 000 barils par jour, et la production moyenne de gaz naturel a été de 492 Mpi³/j. Les raffineries ont traité en moyenne 433 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 458 000 barils bruts par jour de produits raffinés.

Stratégie

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

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

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

	Semestre clos le 30 juin 2014		
	Participation (%)	Volumes de production nette (b/j)	Volumes de production brute (b/j)
Projets existants			
Foster Creek	50	55 785	111 570
Christina Lake	50	66 863	133 726
Narrows Lake	50	-	-
Nouveaux projets			
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)	Semestre clos le 30 juin 2014	
	Pétrole brut ¹⁾	Gaz naturel
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ²⁾	735	275
Dépenses d'investissement	412	11
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	323	264

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. 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 carburacteur, 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)	Semestre clos le 30 juin 2014
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹⁾	465
Dépenses d'investissement	69
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	396

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 premier et au deuxième trimestre de 2014, la société a versé un dividende de 0,2662 \$ par action, soit 10 % de plus qu'aux trimestres correspondants de 2013.

Valeur de l'actif net

Pour mesurer sa performance, Cenovus emploie divers indicateurs clés, dont la croissance de la valeur de l'actif net. La société estime que son objectif, qui est de doubler d'ici la fin de 2015 la valeur qu'avait l'actif net en décembre 2009, reste atteignable.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS DU TRIMESTRE

Les résultats continuent de témoigner du dynamisme de l'approche intégrée de Cenovus. Au deuxième trimestre, la hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont a été en partie annulée par la baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation tirés du secteur Raffinage et commercialisation. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont ont augmenté de 34 % par rapport au trimestre correspondant de 2013 grâce à la hausse des prix de vente du brut fluidifié et du gaz naturel et à l'accroissement de la production de pétrole brut. Les prix de vente du brut ont monté de 17 %, principalement par suite de l'augmentation de 11 % du prix de référence du Western Canadian Select (« WCS ») et de la dépréciation du dollar canadien. L'augmentation du prix du WCS, qui a atteint 82,95 \$ US le baril (75,06 \$ US le baril en 2013) a accru le coût du pétrole brut lourd alimentant les raffineries; ce facteur s'est combiné à une réduction des marges de craquage pour faire diminuer de 32 % les flux de trésorerie liés aux installations de raffinage.

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

Au deuxième trimestre, la production moyenne de pétrole brut a totalisé 201 688 barils par jour, ce qui représente une hausse de 18 % par rapport à 2013.

Au deuxième trimestre, la production de pétrole brut tirée du secteur Sables bitumineux s'est élevée en moyenne à 124 827 barils par jour, soit une augmentation de 33 % attribuable principalement à l'augmentation de la production de Christina Lake. Cette dernière s'est en effet chiffrée à 67 975 barils par jour en moyenne, soit une hausse de 77 %, car la phase E a atteint sa capacité nominale au cours du deuxième trimestre de 2014.

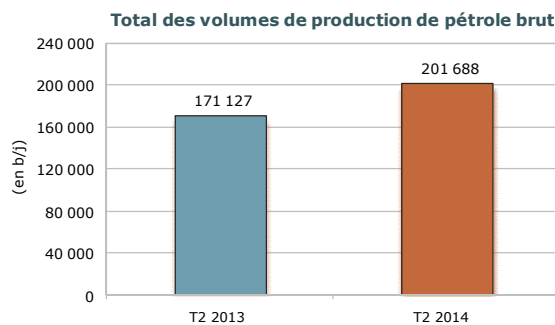
La production moyenne de Foster Creek a été de 56 852 barils par jour, soit une hausse de 3 %, conformément aux attentes.

La production de pétrole brut tirée du secteur Hydrocarbures classiques s'est établie en moyenne à 76 861 barils par jour, ce qui représente une légère diminution par rapport à 2013. L'accroissement de la production par suite de la bonne performance des puits horizontaux du sud de l'Alberta et de l'augmentation de la production tirée de Pelican Lake a été 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 s'est chiffrée à 24 806 barils par jour en moyenne, soit une augmentation de 4 % découlant des nouveaux puits intercalaires entrés en service et des résultats plus probants du programme d'injection de polymères.

Les raffineries de la société ont traité en moyenne 466 000 barils bruts par jour de pétrole brut (439 000 en 2013), dont 221 000 barils bruts par jour de brut lourd (230 000 en 2013). Par suite de l'optimisation de la charge d'alimentation totale en pétrole brut, les volumes de brut lourd traités ont diminué. La production s'est chiffrée à 489 000 barils bruts par jour de produits raffinés, soit 32 000 barils bruts ou 7 % de plus par jour, grâce à la performance stable des raffineries en 2014. Au trimestre correspondant de 2013, l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur de même que le calendrier des activités de maintenance et des révisions prévues avaient entravé les activités des raffineries. En effet, la révision prévue de la raffinerie de Borger en 2014 a été menée à bien au cours du premier trimestre de 2014, alors qu'en 2013, elle avait eu lieu au deuxième trimestre.

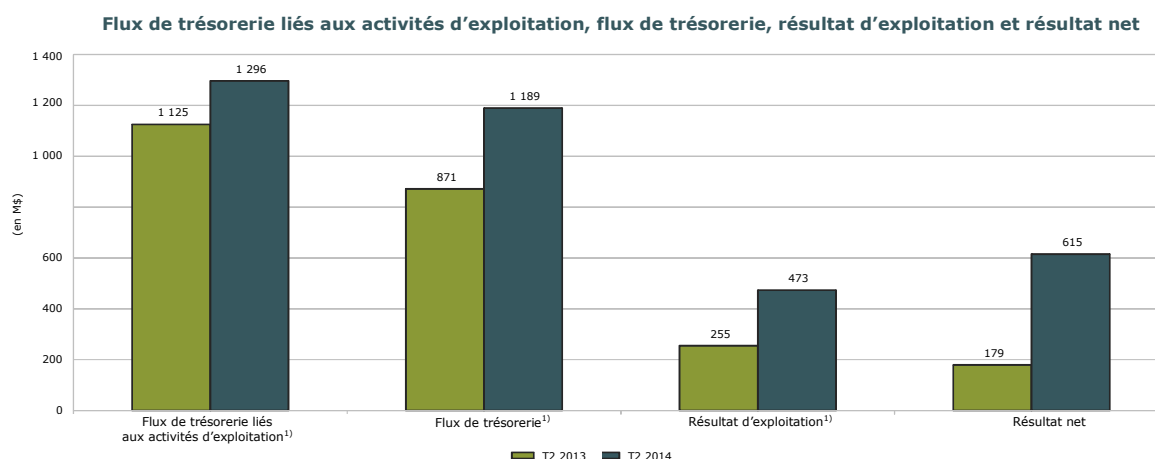
Les autres résultats d'exploitation importants du deuxième trimestre de 2014 comprennent notamment :

- la circulation de vapeur a commencé à la phase F de Foster Creek;
- une révision prévue au calendrier a été réalisée aux phases A et B de Christina Lake, ce qui n'a entraîné qu'une incidence minimale sur la production;
- la société a reçu comme prévu l'autorisation des organismes de réglementation à l'égard de l'expansion de la zone de Foster Creek mise en valeur;



- la société a clôturé la vente de certains de ses biens de Bakken pour un produit de 36 M\$ avant les ajustements de clôture;
- au total, 5 500 barils par jour de pétrole brut ont été acheminés vers les États-Unis par transport ferroviaire, dont cinq expéditions par train-bloc.

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



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

Les faits saillants financiers du deuxième 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 5 422 M\$, soit une augmentation de 906 M\$, ou 20 %, en raison des facteurs suivants :

- les produits du secteur Raffinage et commercialisation ont monté de 405 M\$, essentiellement en raison de la dépréciation du dollar canadien et de l'augmentation de la production de produits raffinés, facteurs en partie contrebalancés par le 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, ainsi qu'à l'accroissement des produits tirés des ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers;
- les prix de vente du pétrole brut fluidifié et du gaz naturel ont augmenté en proportion de l'accroissement des prix de référence WCS et AECO respectifs;
- les volumes de vente de pétrole brut fluidifié se sont accrues en proportion de l'accroissement des volumes de production.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Au deuxième trimestre, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont chiffrés à 1 296 M\$, soit une augmentation de 171 M\$. Les flux de trésorerie tirés des activités d'exploitation en amont ont augmenté de 34 % et ont atteint 1 076 M\$ par suite de la hausse des prix de vente du pétrole brut et du gaz naturel et de l'accroissement des volumes de vente de pétrole brut, facteurs en partie annulés par les pertes réalisées liées à la gestion des risques – alors qu'en 2013, les activités de gestion des risques avaient donné lieu à des profits –, la hausse des redevances et l'augmentation des charges d'exploitation. Si les charges d'exploitation ont augmenté, c'est principalement à cause de la hausse du coût du carburant, qui cadre avec l'accroissement des prix de référence AECO. Bien qu'elle ait fait augmenter les charges d'exploitation, dans l'ensemble la hausse des prix du gaz naturel a eu une incidence positive sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de Cenovus, puisque la société a produit davantage de gaz naturel qu'elle n'en a consommé.

L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont a été en partie contrebalancée par la diminution de 32 % des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation, qui se sont établis à 220 M\$. Cette diminution s'explique principalement par une baisse des marges de craquage, la hausse du coût du pétrole brut alimentant les raffineries et celle des charges d'exploitation, en partie sous l'effet de la hausse des prix du gaz naturel; elle a été compensée par l'accroissement de la production de produits raffinés. Les marges de craquage 3-2-1 à Chicago et celles du Midwest Combined (« groupe 3 ») ont diminué d'environ 10 \$ US le baril, soit 35 %.

Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie ont augmenté de 318 M\$ et se sont chiffrés à 1 189 M\$, principalement par suite des variations mentionnées à la rubrique précédente et d'une diminution de la charge d'impôt exigible et de l'absence de charge préalable à la prospection en 2014.

Résultats d'exploitation

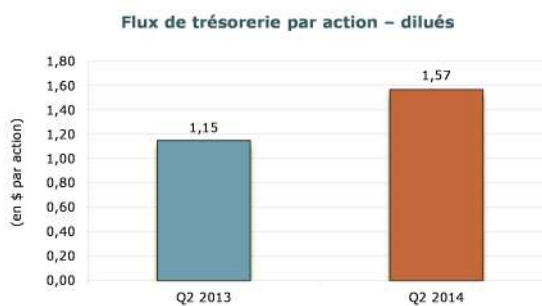
Les résultats d'exploitation ont augmenté de 218 M\$, soit 85 %, et se sont chiffrés à 473 M\$. Cette hausse est principalement attribuable à l'accroissement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation mentionné ci-dessus et à la baisse des charges de prospection, et elle a été en partie contrée par une augmentation de la charge d'impôt différé se rapportant aux résultats d'exploitation ainsi que par l'augmentation de la charge liée aux primes d'intéressement à long terme hors trésorerie.

Résultat net

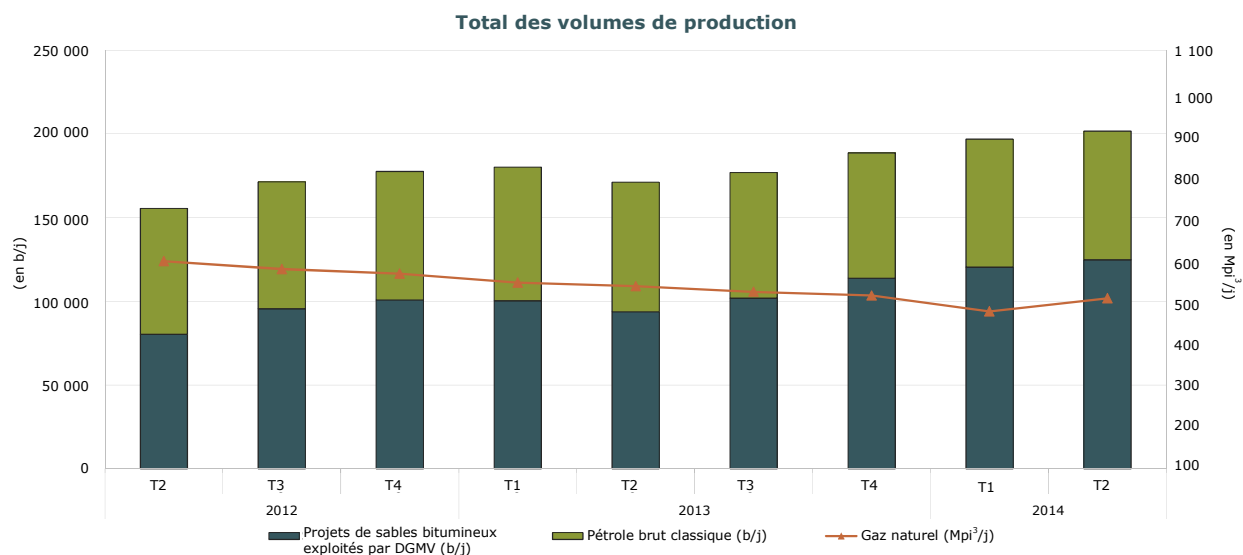
Le résultat net s'est élevé à 615 M\$, soit 436 M\$ de plus, augmentation qui s'explique principalement par les variations des résultats d'exploitation mentionnées plus haut, ainsi que par un profit de change latent autre que d'exploitation de 177 M\$ sur la dette à long terme et par l'effet à recevoir lié à la coentreprise, comparativement à une perte de 97 M\$ en 2013.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 686 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.



RÉSULTAT D'EXPLOITATION



Volumes de production de pétrole brut

(en barils par jour)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2014	Variation	2013	2014	Variation	2013
Sables bitumineux						
Foster Creek	56 852	3 %	55 338	55 785	- %	55 665
Christina Lake	67 975	77 %	38 459	66 863	62 %	41 388
	124 827	33 %	93 797	122 648	26 %	97 053
Hydrocarbures classiques						
Pelican Lake	24 806	4 %	23 959	24 794	4 %	23 824
Pétrole lourd (autre)	15 498	(5) %	16 284	15 756	(4) %	16 497
Total pour le pétrole lourd	40 304	- %	40 243	40 550	1 %	40 321
Pétrole moyen et léger	35 329	(2) %	36 137	34 966	(6) %	37 317
LGN ¹⁾	1 228	29 %	950	1 121	17 %	961
	76 861	(1) %	77 330	76 637	(2) %	78 599
Total de la production de pétrole brut	201 688	18 %	171 127	199 285	13 %	175 652

1) Les LGN comprennent les volumes de condensats.

La production de pétrole brut a augmenté en 2014, surtout grâce à l'accroissement de la production à Christina Lake du fait que la phase E a atteint la capacité nominale au deuxième trimestre de 2014. La phase E a été mise en service en juillet 2013. L'accélération de la phase E s'est faite suivant le même schéma que pour les phases C et D, qui ont approché la capacité nominale dans les six à neuf mois suivant leur mise en service. Au deuxième trimestre de 2014, une révision prévue au calendrier a été réalisée aux phases A et B de Christina Lake. 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. Au deuxième trimestre de 2013 avait lieu à Christina Lake la première grande révision prévue au calendrier.

À Foster Creek, les activités d'exploitation vont comme prévu. Le projet d'optimisation du positionnement des buses d'injection se poursuit selon l'échéancier, et la société continue de surveiller 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. L'injection de vapeur dans le circuit de la phase F a commencé au cours du trimestre. La société prévoit que cette phase sera mise en production au quatrième trimestre de 2014 et qu'il faudra douze à dix-huit mois pour qu'elle atteigne la capacité nominale.

La production de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques a légèrement diminué au cours du deuxième trimestre et du premier semestre de l'exercice. En effet, l'accroissement de la production par suite de la bonne performance des puits horizontaux du sud de l'Alberta et de l'augmentation de la production tirée de Pelican Lake a été annulé par les baisses normales de rendement prévues et la vente des biens de Lower Shaunavon et de Bakken. Lower Shaunavon avait produit 3 592 barils par jour en moyenne au deuxième trimestre de 2013 et 4 236 barils par jour au premier semestre du même exercice. La production de pétrole brut des actifs de Bakken se chiffrait à 396 barils par jour avant leur vente au premier trimestre de 2014 (618 barils par jour au deuxième trimestre de 2013 et 695 barils par jour pour le semestre clos le 30 juin 2013). La production tirée de Pelican Lake s'est établie en moyenne à 24 806 barils par jour, soit une hausse de 4 %, grâce à la mise en service de nouveaux puits intercalaires et aux meilleurs résultats du programme d'injection de polymères.

Volumes de production de gaz naturel

(en Mpi ³ par jour)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Hydrocarbures classiques	484	514	471	520
Sables bitumineux	23	22	21	20
	507	536	492	540

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 juin				Semestres clos les 30 juin			
	Pétrole brut ¹⁾ (\$/b)		Gaz naturel (\$/kpi ³)		Pétrole brut ¹⁾ (\$/b)		Gaz naturel (\$/kpi ³)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Prix ²⁾	81,33	69,61	4,87	3,50	77,29	61,55	4,68	3,38
Redevances	7,41	5,03	0,09	0,04	6,59	4,19	0,08	0,05
Transport et fluidification ²⁾	3,20	2,55	0,11	0,08	2,90	2,69	0,11	0,12
Charges d'exploitation	16,77	17,24	1,23	1,16	17,36	16,18	1,24	1,15
Taxes à la production et impôts miniers	0,60	0,61	0,13	(0,01)	0,51	0,58	0,06	0,01
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	53,35	44,18	3,31	2,23	49,93	37,91	3,19	2,05
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(2,94)	0,72	(0,02)	0,18	(2,48)	1,71	(0,01)	0,28
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	50,41	44,90	3,29	2,41	47,45	39,62	3,18	2,33

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 32,94 \$ le baril pour le deuxième trimestre (27,83 \$ le baril en 2013) et à 33,73 \$ le baril pour le semestre clos le 30 juin 2014 (29,52 \$ le baril en 2013).

En 2014, le prix net opérationnel moyen pour le pétrole brut, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a augmenté principalement grâce à la hausse des prix de vente, qui concorde avec le raffermissement des prix de référence du West Texas Intermediate (« WTI ») et du WCS et la dépréciation 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.

Raffinage¹⁾

	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2014	Variation	2013	2014	Variation	2013
Production de pétrole brut (kb/j)	466	6 %	439	433	1 %	428
Pétrole lourd	221	(4) %	230	208	(3) %	214
Produits raffinés (kb/j)	489	7 %	457	458	2 %	448
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	101	5 %	96	94	- %	94

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

Au cours du trimestre, la performance stable des raffineries s'est traduite par un accroissement de la production de pétrole brut et de produits raffinés par rapport à 2013. En 2013, les activités de raffinage avaient été entravées par l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur. En outre, le calendrier des activités de maintenance et des révisions prévues à la raffinerie de Borger avaient nui à la production de produits raffinés, car la révision prévue avait été effectuée au deuxième trimestre en 2013 alors qu'elle a été menée à bien au cours du premier trimestre en 2014.

Au premier semestre de l'exercice, la production de pétrole brut et de produits raffinés a augmenté légèrement par rapport à celle du semestre correspondant de l'exercice précédent. La performance stable des raffineries au deuxième trimestre de 2014 a compensé l'incidence négative de l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur survenue en 2013. Le taux d'utilisation du pétrole brut est resté constant par suite de l'accroissement de la capacité des raffineries en 2014.

La diminution des volumes de pétrole lourd traités en 2014 s'explique par l'optimisation de la charge d'alimentation totale en pétrole brut.

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 change¹⁾

	Semestres clos les				
	30 juin				
	2014	2013	T2 2014	T1 2014	T2 2013
Prix du pétrole brut (\$ US/b)					
Brent					
Moyenne	108,83	108,00	109,77	107,90	103,35
Fin de la période	112,36	102,16	112,36	107,76	102,16
WTI					
Moyenne	100,84	94,30	102,99	98,68	94,22
Fin de la période	105,37	96,56	105,37	101,58	96,56
Écart moyen Brent/WTI	7,99	13,70	6,78	9,22	9,13
WCS²⁾					
Moyenne	79,25	68,74	82,95	75,55	75,06
Fin de la période	83,18	82,16	83,18	80,71	82,16
Écart moyen WTI/WCS	21,59	25,56	20,04	23,13	19,16
Prix moyen des condensats (C5 à Edmonton)	103,90	104,37	105,15	102,64	101,50
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	(3,06)	(10,07)	(2,16)	(3,96)	(7,28)
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	(24,65)	(35,63)	(22,20)	(27,09)	(26,44)
Moyenne des prix des produits raffinés (\$ US/b)					
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	117,51	121,15	121,98	113,04	124,28
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	125,09	128,22	124,34	125,83	126,97
Moyenne des marges de craquage du WTI 3-2-1 des raffineries (\$ US/b)					
Chicago	19,13	29,30	19,72	18,55	31,06
Groupe 3	17,58	27,59	17,75	17,41	27,24
Moyenne des prix du gaz naturel					
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	4,72	3,33	4,67	4,76	3,59
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³)	4,80	3,71	4,67	4,94	4,09
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/kpi ³)	0,50	0,42	0,40	0,60	0,56
Taux de change (\$ US/\$ CA)					
Moyenne	0,912	0,984	0,917	0,906	0,977

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

2) Le prix de référence moyen du WCS en dollars canadiens s'est chiffré à 90,46 \$ le baril au deuxième trimestre de 2014 (76,83 \$ le baril en 2013) et à 86,90 \$ le baril au semestre clos le 30 juin 2014 (69,86 \$ le baril en 2013).

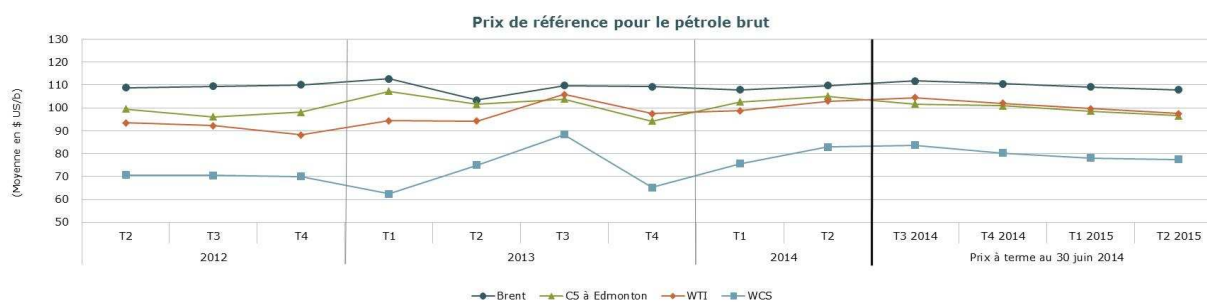
Prix de référence – pétrole brut

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 augmenté de 6,42 \$ US le baril au cours du trimestre clos le 30 juin 2014 par rapport au trimestre correspondant de 2013. La hausse des prix s'explique par l'agitation politique en Irak qui représente un risque accru pour l'offre et les infrastructures pétrolières irakiennes. Pour l'ensemble du semestre, le prix moyen du pétrole brut Brent a monté de 0,83 \$ US le baril. La hausse des prix occasionnée par cette agitation en Irak a été contrebalancée par la faiblesse observée au premier trimestre de 2014 par suite du déclin de l'économie américaine découlant des conditions météorologiques difficiles, de l'incertitude de l'économie en Chine et du retour possible de la production iranienne et libyenne sur le marché mondial. En 2013, le prix du brut Brent avait augmenté au cours du premier semestre sous l'effet de l'optimisme économique à l'échelle mondiale. L'effet de cet optimisme avait toutefois été contré par la suite par l'augmentation considérable de l'offre de pétrole brut en Amérique du Nord.

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 a rétréci en 2014, 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 congestion qui s'était créée au premier semestre de 2013. Les nouvelles infrastructures de transport par pipeline ont facilité l'accès de la production intérieure aux raffineries de la côte du golfe et ont eu un effet à la baisse sur l'escompte appliqué au prix de référence du WTI. La congestion de 2013 était imputable à la rapide croissance de l'offre intérieure aux États-Unis.

Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. L'écart moyen entre le WTI et le WCS s'est élargi de 0,88 \$ US le baril au cours du trimestre clos le 30 juin 2014 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette variation est principalement attribuable au raffermissement des prix du WTI découlant de l'accès plus facile de la production intérieure aux raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique, comme il est expliqué ci-dessus. Pour le premier semestre, l'écart a rétréci de 3,97 \$ 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 canadiens et américains. L'écart a aussi diminué à cause de l'utilisation accrue de la capacité de transport offerte par les pipelines anciens et nouveaux, ce qui a amélioré l'accès de la production grandissante de brut en provenance de l'Alberta aux raffineries américaines.

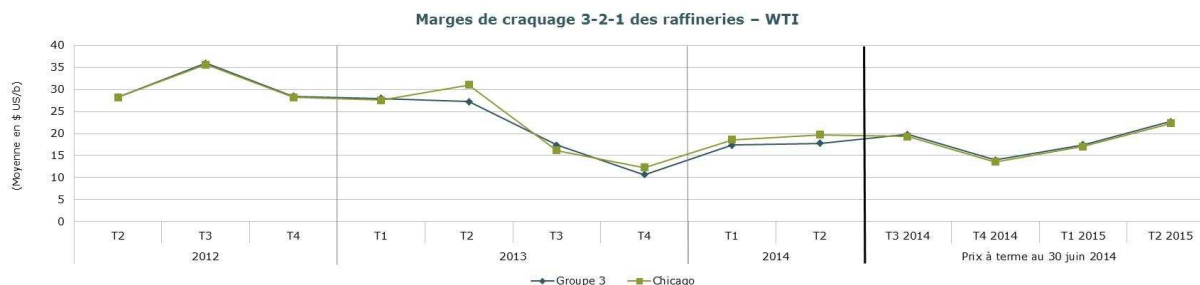
La fluidification du bitume et du pétrole lourd au moyen de condensats permet le transport de la production de Cenovus. Les ratios de fluidification de la société varient de 10 % à 33 % environ. L'écart WCS-condensats est un point de référence important, car lorsque cet écart diminue, la récupération 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. Les prix des condensats à Edmonton ont augmenté de 3,65 \$ US le baril au cours du trimestre par rapport aux prix de 2013 en raison de l'intensification des ventes de condensats sur les marchés mondiaux, qui a entraîné une réduction des condensats disponibles en Amérique du Nord; ce facteur a été en partie compensé par la capacité additionnelle de transport par pipeline vers Edmonton. Pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, les prix des condensats ont diminué par suite de l'accroissement de la capacité des pipelines reliant la côte américaine du golfe du Mexique à l'Ouest canadien. Enfin, l'écart WCS-condensats s'est rétréci en 2014 par rapport à 2013, principalement par suite de l'augmentation du prix de référence du WCS lorsque les problèmes de congestion au Canada se sont réglés.



Prix de référence - raffinage

Les prix de référence que sont le prix de l'essence ordinaire sans plomb 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 l'utilisation accrue des raffineries intérieures qui a créé une offre supplémentaire et a eu pour effet de diminuer la prime par rapport au prix de référence du brut Brent. Les marges de craquage moyennes sur le marché intérieur des États-Unis, à Chicago, et sur le marché du groupe 3 ont chuté en 2014 par rapport à 2013, principalement à cause du raffermissement des prix du WTI lorsque les problèmes de congestion relatifs au pétrole brut ont été résolus (comme il est mentionné ci-dessus) et à cause des interruptions de la production des raffineries en 2014, de même que du recul des prix des produits raffinés.

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 du semestre clos le 30 juin 2014, le dollar canadien s'est incliné de 0,06 \$ ou 6 % et de 0,07 \$ ou 7 %, respectivement, devant le dollar américain. Ce recul s'explique par le rétrécissement des différentiels d'intérêts entre les États-Unis et le Canada. En effet, les taux d'intérêt aux États-Unis se sont élevés tandis qu'au Canada ils n'ont monté que légèrement, car la Banque du Canada a 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 750 M\$ US les produits du premier semestre.

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 le rapport de gestion du trimestre clos le 31 mars 2014. Les principaux indicateurs de performance sont analysés en détail dans les paragraphes qui suivent.

(en M\$, sauf les montants par action)	Semestres clos les 30 juin		2014		2013				2012		
	2014	2013	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Produits des activités ordinaires	10 434	8 835	5 422	5 012	4 747	5 075	4 516	4 319	3 724	4 340	4 214
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation^{1), 2)}	2 465	2 339	1 296	1 169	976	1 153	1 125	1 214	966	1 314	1 081
Flux de trésorerie¹⁾ dilués par action	2 093	1 842	1 189	904	835	932	871	971	697	1 117	925
	2,76	2,43	1,57	1,19	1,10	1,23	1,15	1,28	0,92	1,47	1,22
Résultat d'exploitation¹⁾ dilué par action	851	646	473	378	212	313	255	391	(188)	432	284
	1,12	0,85	0,62	0,50	0,28	0,41	0,34	0,52	(0,25)	0,57	0,37
Résultat net de base par action dilué par action	862	350	615	247	(58)	370	179	171	(117)	289	397
	1,14	0,46	0,81	0,33	(0,08)	0,49	0,24	0,23	(0,15)	0,38	0,53
	1,14	0,46	0,81	0,33	(0,08)	0,49	0,24	0,23	(0,15)	0,38	0,52
Dépenses d'investissement³⁾	1 515	1 621	686	829	898	743	706	915	978	830	660
Dividendes en numéraire par action	403	367	201	202	183	182	183	184	167	166	166
	0,5324	0,484	0,2662	0,2662	0,242	0,242	0,242	0,242	0,22	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 deuxième trimestre, les produits des activités ordinaires ont monté de 906 M\$, ou 20 %, par rapport à ceux de 2013. Pour l'ensemble du premier semestre, les produits ont augmenté de 1 599 M\$, ou 18 %, par rapport à ceux de 2013.

(en millions de dollars)

	Trimestres	Semestres
Produits des activités ordinaires des périodes closes le 30 juin 2013	4 516	8 835
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :		
Sables bitumineux	456	827
Hydrocarbures classiques	133	262
Raffinage et commercialisation	405	717
Activités non sectorielles et éliminations	(88)	(207)
Produits des activités ordinaires des périodes closes le 30 juin 2014	5 422	10 434

Les produits en amont, qui regroupent les secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques, ont augmenté de 38 % et de 36 %, respectivement, pour le trimestre et la période écoulée depuis le début de l'exercice. Ces augmentations sont attribuables principalement à la hausse des prix de vente du pétrole brut fluidifié et du gaz naturel et à l'accroissement des volumes de vente de pétrole brut fluidifié, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par la hausse des redevances et la diminution de la production de gaz naturel.

Les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté de 13 % et de 12 %, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2014. Les hausses attribuables à la dépréciation du dollar canadien et à l'accroissement de la production de produits raffinés ont été en partie annulées par le recul des prix des produits raffinés. 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.

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.

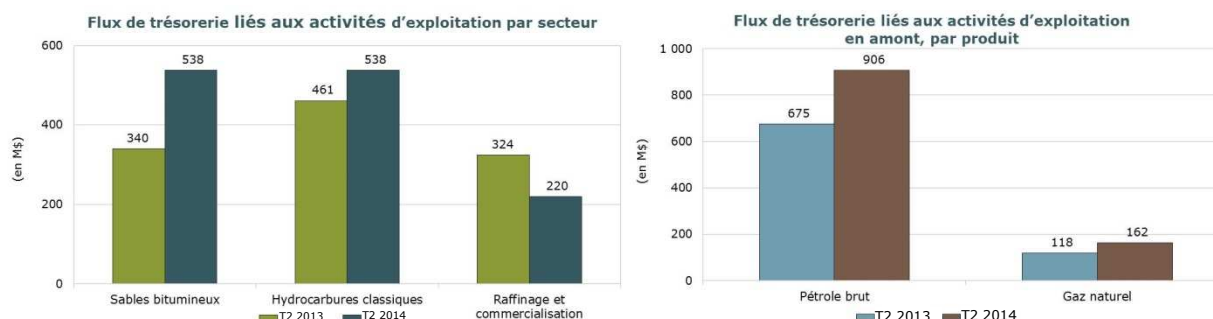
Pour obtenir de plus amples renseignements sur les produits des activités ordinaires de Cenovus, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires	5 640	4 646	10 893	9 087
(Ajouter) déduire :				
Produits achetés	3 098	2 616	5 918	4 893
Frais de transport et de fluidification	655	460	1 308	1 018
Charges d'exploitation	519	456	1 093	896
Taxe sur la production et impôts miniers	17	9	24	19
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	55	(20)	85	(78)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 296	1 125	2 465	2 339

Comparaison du trimestre clos le 30 juin 2014 et du trimestre clos le 30 juin 2013



Comme le montre le graphique ci-dessous, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont augmenté de 15 % au deuxième trimestre, principalement grâce à la hausse des produits des activités ordinaires en amont qui découle des facteurs suivants :

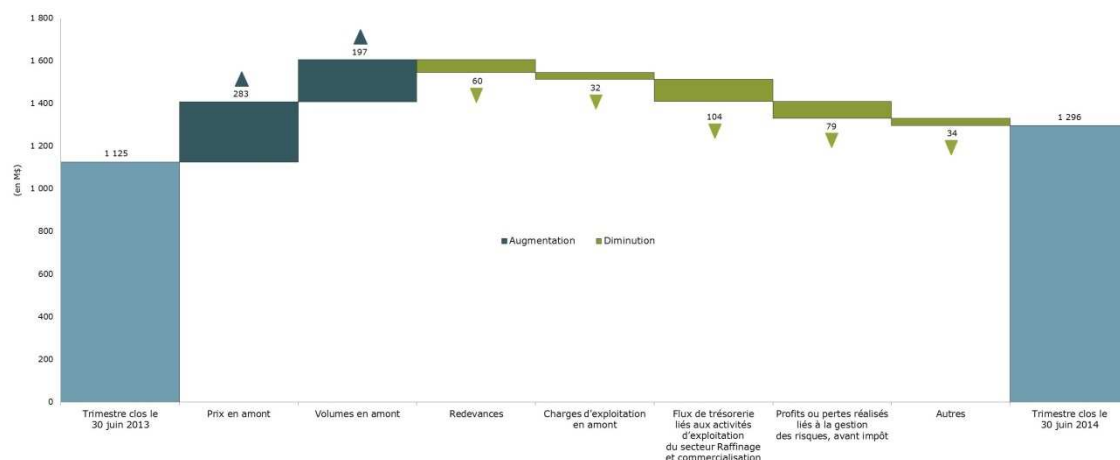
- la progression de 17 % du prix de vente moyen du brut, qui s'est chiffré à 81,33 \$ le baril, et celle de 39 % du prix de vente moyen du gaz naturel, qui a atteint 4,87 \$ le kpi³;
- l'accroissement de 20 % des volumes de vente du pétrole brut.

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

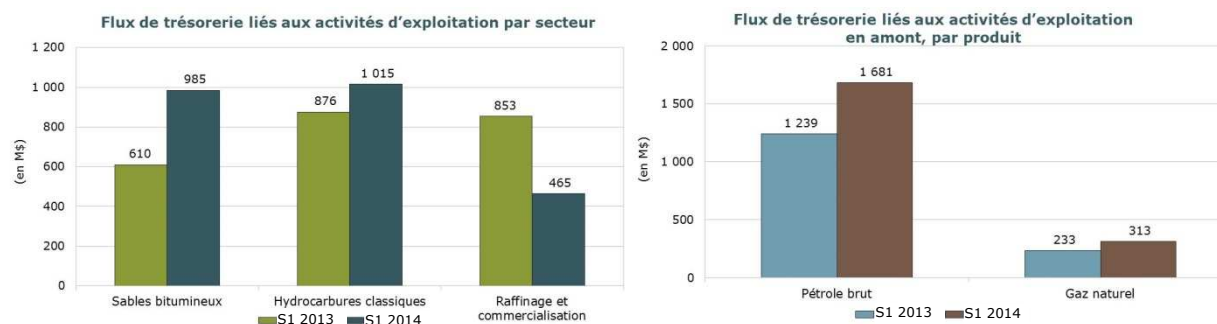
- le recul de 104 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation, imputable essentiellement à la diminution des marges de craquage et à la hausse des coûts du pétrole brut lourd alimentant les raffineries, ce recul ayant été en partie compensé par un accroissement de la production de produits raffinés;

- les pertes réalisées liées à la gestion des risques avant impôt de 55 M\$, exclusion faite du secteur Raffinage et commercialisation, contre des profits de 24 M\$ en 2013;
- l'augmentation des redevances imputable principalement à la hausse des prix de vente du pétrole brut;
- l'accroissement de 37 M\$ des charges d'exploitation liées au pétrole brut principalement dû à l'augmentation des coûts du carburant. Exprimées en dollars par baril, les charges d'exploitation liées au pétrole brut ont diminué de 0,47 \$ et se sont chiffrées à 16,77 \$ le baril en raison de l'augmentation considérable de la production tirée de Christina Lake, qui a été en partie contrebalancée par une augmentation de 0,94 \$ par baril des coûts du carburant, elle-même liée à une montée des prix du gaz naturel.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



Comparaison du semestre clos le 30 juin 2014 et du semestre clos le 30 juin 2013



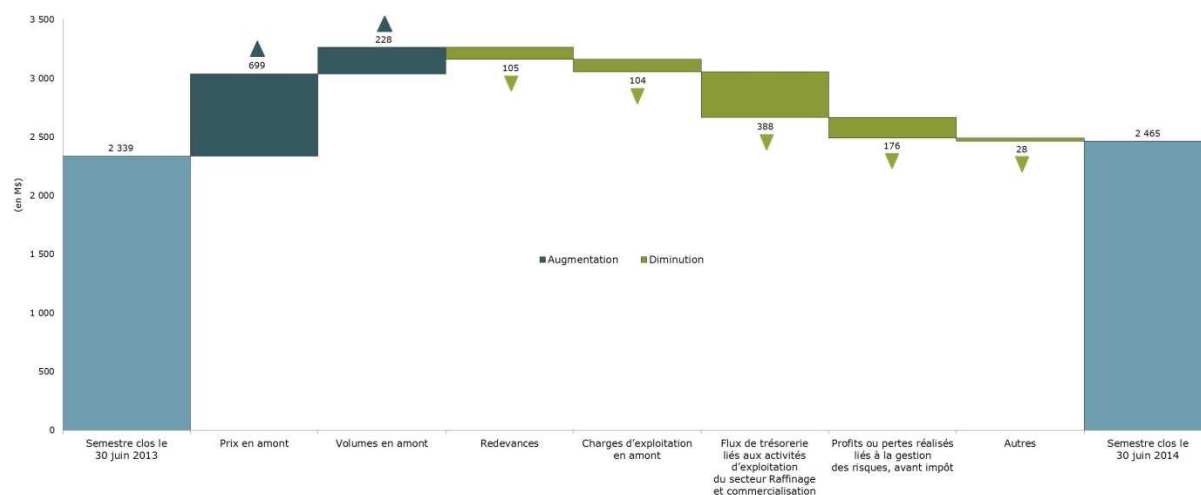
Comme le montre le graphique ci-dessous, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont augmenté de 5 % au premier semestre de 2014, principalement grâce à la hausse des produits des activités ordinaires en amont qui découle des facteurs suivants :

- la progression de 26 % du prix de vente moyen du brut, qui s'est chiffré à 77,29 \$ le baril, et celle de 38 % du prix de vente moyen du gaz naturel, qui a atteint 4,68 \$ le kpi³;
- l'accroissement de 13 % des volumes de vente du pétrole brut.

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

- le recul de 388 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation, imputable essentiellement à la diminution des marges de craquage et à la hausse des coûts du pétrole brut lourd alimentant les raffineries, ce recul ayant été en partie compensé par un accroissement de la production de produits raffinés;
- les pertes réalisées liées à la gestion des risques avant impôt de 90 M\$, exclusion faite du secteur Raffinage et commercialisation, contre des profits de 86 M\$ en 2013;
- l'augmentation des redevances imputable principalement à la hausse des prix de vente du pétrole brut;
- l'accroissement de 105 M\$ des charges d'exploitation liées au pétrole brut principalement dû à l'augmentation du prix de référence AECO pour le gaz naturel. 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. Exprimées en dollars par baril, les charges d'exploitation liées au pétrole brut ont augmenté de 1,18 \$ et se sont chiffrées à 17,36 \$ le baril, hausse qui comprend une portion de 1,14 \$ des coûts du carburant, elle-même étant imputable à la montée des prix du gaz naturel.

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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 109	828	1 566	1 723
(Ajouter) déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(27)	(31)	(69)	(65)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(53)	(12)	(458)	(54)
Flux de trésorerie	1 189	871	2 093	1 842

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2014, les flux de trésorerie ont augmenté de 318 M\$ et de 251 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 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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Résultat avant impôt sur le résultat	824	280	1 182	574
Ajouter (déduire) :				
(Profits) pertes latents liés à la gestion des risques ¹⁾	11	(26)	(15)	204
(Profits) pertes de change latents autres que d'exploitation ²⁾	(177)	97	19	144
(Profit) perte à la vente d'actifs	(20)	-	(20)	-
Résultat d'exploitation avant impôt sur le résultat	638	351	1 166	922
Charge d'impôt sur le résultat	165	96	315	276
Résultat d'exploitation	473	255	851	646

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 218 M\$ pour le deuxième trimestre et de 205 M\$ pour le premier semestre de l'exercice, principalement en raison des facteurs suivants :

- l'accroissement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation analysé plus haut;
- la diminution des charges de prospection découlant de coûts de prospection et d'évaluation précédemment incorporés à l'actif.

L'augmentation du résultat d'exploitation a été en partie annulée par les facteurs suivants :

- une hausse de la charge d'impôt différé occasionnée principalement par l'accroissement du résultat réalisé au Canada;
- une hausse de la charge au titre des primes d'intéressement à long terme par rapport à 2013.

Résultat net

(en millions de dollars)	Trimestres	Semestres
Résultat net des périodes closes le 30 juin 2013	179	350
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹⁾	171	126
Activités non sectorielles et éliminations :		
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques	(37)	219
Profit (perte) de change latent	265	172
Profit (perte) à la vente d'actifs	20	20
Charges ²⁾	23	(32)
Amortissement et épuisement	(6)	(5)
Charges de prospection	108	108
Impôt sur le résultat	(108)	(96)
Résultat net des périodes closes le 30 juin 2014	615	862

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 et du semestre clos le 30 juin 2014 a augmenté de 436 M\$ et de 512 M\$, respectivement, principalement grâce à la hausse des flux de trésorerie et à celle du résultat d'exploitation, qui ont été analysés plus haut. Ont également joué les facteurs suivants :

- un profit de change latent autre que d'exploitation de 177 M\$ pour le trimestre et une perte de 19 M\$ pour le semestre (perte de change latente de 97 M\$ et de 144 M\$, respectivement, pour les périodes correspondantes de 2013);
- une perte latente liée à la gestion des risques de 11 M\$ pour le trimestre et un profit de 15 M\$ pour le semestre (profit latent de 26 M\$ et perte latente de 204 M\$, respectivement, pour les périodes correspondantes de 2013).

Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Sables bitumineux	471	420	998	957
Hydrocarbures classiques	153	245	423	583
Raffinage et commercialisation	46	26	69	51
Activités non sectorielles	16	15	25	30
Dépenses d'investissement	686	706	1 515	1 621
Acquisitions	16	1	17	4
Sorties d'actifs	(39)	-	(41)	(1)
Dépenses d'investissement, montant net¹⁾	663	707	1 491	1 624

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 la mise en valeur des 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 284 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 intégrée d'innovation et de développement des technologies est cruciale pour la société, car elle lui permet de limiter son empreinte écologique et d'exceller dans l'exécution de ses projets. Les équipes concernées cherchent des moyens de perfectionner les activités actuelles et étudient de nouvelles idées dans l'espoir de réduire éventuellement les coûts, d'améliorer les techniques de récupération employées pour atteindre le pétrole brut et le gaz naturel et d'améliorer les procédés de raffinage.

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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Flux de trésorerie ¹⁾	1 189	871	2 093	1 842
Dépenses d'investissement (capitaux engagés et capital-développement)	686	706	1 515	1 621
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	503	165	578	221
Dividendes versés	201	183	403	367
	302	(18)	175	(146)

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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Sables bitumineux	1 301	845	2 510	1 683
Hydrocarbures classiques	856	723	1 642	1 380
Raffinage et commercialisation	3 483	3 078	6 741	6 024
Activités non sectorielles et éliminations	(218)	(130)	(459)	(252)
	5 422	4 516	10 434	8 835

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 deuxième 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 circulation de vapeur a commencé à la phase F de Foster Creek;
- une révision prévue au calendrier a été menée à bien aux phases A et B de Christina Lake et n'a entraîné qu'une incidence minimale sur la production;
- la production s'est accrue de 77 % et a atteint 67 975 barils par jour en moyenne, la phase E ayant atteint sa capacité nominale;
- la production moyenne s'est établie à 56 852 barils par jour à Foster Creek, ce qui est conforme aux attentes;
- la société a reçu comme prévu l'autorisation des organismes de réglementation à l'égard de l'expansion de la zone de Foster Creek mise en valeur.

Sables bitumineux – pétrole brut

Résultats financiers

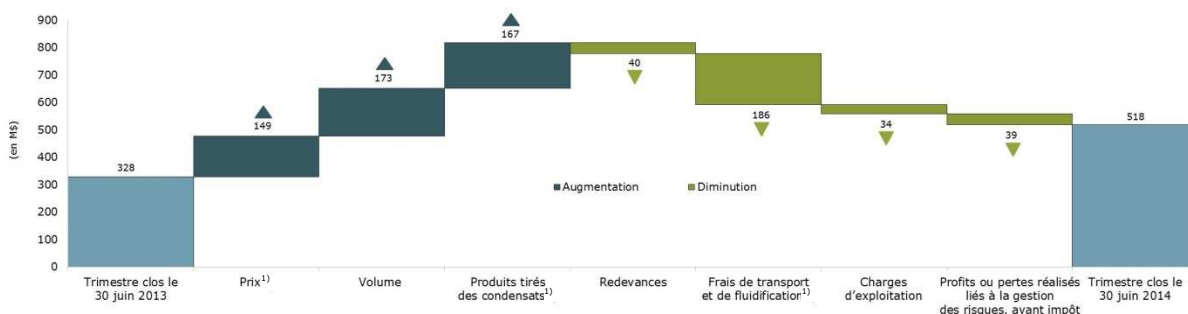
(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Chiffre d'affaires brut	1 345	856	2 575	1 697
Déduire : redevances	67	27	118	41
Produits des activités ordinaires	1 278	829	2 457	1 656
Charges				
Transport et fluidification	559	373	1 118	838
Activités d'exploitation	166	132	336	255
(Profit) perte lié à la gestion des risques	35	(4)	57	(27)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation¹⁾	518	328	946	590
Dépenses d'investissement	470	419	995	955
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	48	(91)	(49)	(365)

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 juin 2014 et du trimestre clos le 30 juin 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 deuxième trimestre, le prix de vente moyen du pétrole brut s'est situé à 75,65 \$ le baril, soit 22 % de plus qu'en 2013. Cette augmentation cadre avec la hausse du prix de référence du WCS, le raffermissement du prix du Christina Dilbit Blend (« CDB ») et la dépréciation du dollar canadien. L'écart entre le WCS et le CDB s'est contracté de 26 % et s'est chiffré à un escompte de 4,33 \$ US le baril (5,82 \$ US le baril en 2013), principalement grâce à l'amélioration de l'accès par pipeline à la côte américaine du golfe du Mexique et, par conséquent, aux raffineries capables de traiter du pétrole brut lourd. Au deuxième trimestre, 54 982 barils par jour de la production à Christina Lake ont été vendus à titre de CDB (32 894 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 juin		2013
	2014	Variation	
Foster Creek	56 852	3 %	55 338
Christina Lake	67 975	77 %	38 459
	124 827	33 %	93 797

Conformément aux attentes, la production à Foster Creek s'est chiffrée en moyenne à 56 852 barils par jour au deuxième trimestre de 2014. Le projet d'optimisation du positionnement des buses d'injection se poursuit, et la société explore de nouvelles technologies susceptibles d'améliorer la constance de la vapeur d'un puits de forage à l'autre. Elle utilise toujours la technologie Wedge Well^{MC} de Cenovus pour capter la production des zones situées entre deux chambres de vapeur. La société s'attend à continuer de réaliser à court terme un ratio d'injection de vapeur plus élevé et un niveau de production se situant entre 100 000 et 110 000 barils bruts par jour. La société continue de se familiariser avec l'exploitation d'un projet de DGMV utilisant des chambres de vapeur communes et de veiller à la construction des autres phases, ce qui lui donnera l'occasion d'optimiser encore le ratio d'injection de vapeur et les mises à niveau de l'usine dans son ensemble.

La production à Christina Lake a augmenté principalement du fait que la phase E a atteint sa capacité de production nominale. En outre, les interruptions ont diminué étant donné que la révision de 2014 était d'une envergure moindre que celle de 2013; la production avait dû être entièrement interrompue pendant 11 jours en 2013. La révision prévue au calendrier de 2014 n'a entraîné qu'une incidence minimale sur la production, car les volumes des phases A et B ont pu être traités à l'usine des phases C, D et E. Au deuxième trimestre de 2013, la révision avait réduit la production d'environ 7 600 barils par jour.

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 du rétrécissement de l'écart WCS-condensats, la proportion du coût des condensats recouvert a donc augmenté au deuxième 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 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. Les produits bruts dépendent des volumes de vente et des prix réalisés.

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 profits nets sont tributaires des volumes de vente, des prix réalisés et des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement autorisées.

Taux de redevance réel

(en pourcentage)	Trimestres clos les 30 juin	
	2014	2013
Foster Creek	9,3	5,7
Christina Lake	7,7	5,6

Les redevances ont augmenté de 40 M\$ au deuxième trimestre de 2014, principalement par suite de la hausse des prix réalisés à Foster Creek et à Christina Lake, de l'accroissement des volumes de vente à Christina Lake et d'une progression du prix de référence du WTI en dollars canadiens. À cause de cette augmentation, 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 186 M\$, soit 50 %. La hausse de 167 M\$ des coûts liés à la fluidification est imputable à l'accroissement de la production et à l'augmentation du coût des condensats, qui concorde avec la variation des prix de référence. Quant aux frais de transport, ils se sont chiffrés à 19 M\$ de plus qu'au trimestre correspondant en raison surtout de l'accroissement de la production.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du deuxième trimestre de 2014 ont été la main-d'œuvre, le carburant et les reconditionnements. Au total, les charges d'exploitation ont augmenté de 34 M\$, soit une diminution de 1,07 \$ par baril, ce qui s'explique par l'accroissement de la production.

Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Trimestres clos les 30 juin		2013
	2014	Variation	
Foster Creek			
Carburant	4,60	63 %	2,83
Autres coûts	14,78	11 %	13,36
Total	19,38	20 %	16,19
Christina Lake			
Carburant	3,86	15 %	3,37
Autres coûts	8,22	(39) %	13,46
Total	12,08	(28) %	16,83

À Foster Creek, les charges d'exploitation ont monté de 3,19 \$ par baril au deuxième trimestre, sous l'effet essentiellement des facteurs suivants :

- l'augmentation de 1,77 \$ le baril des coûts du carburant imputable à la montée du prix du gaz naturel qui suit la hausse du prix de référence AECO, ainsi qu'à l'utilisation accrue;
- l'augmentation des coûts de la main-d'œuvre causée principalement par la hausse des primes d'intéressement à long terme qui s'explique par la progression du cours de l'action de la société;
- l'intensification des activités de reconditionnement liées à l'entretien des puits.

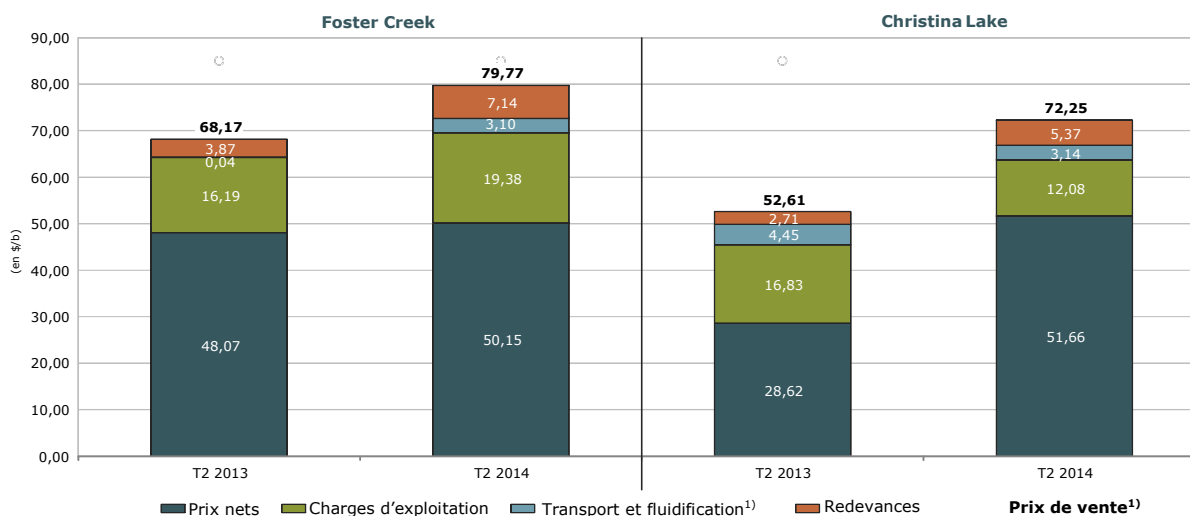
Ces facteurs de hausse ont été en partie compensés par la diminution du coût de l'électricité attribuable essentiellement à la baisse du prix de ce produit de base.

À Christina Lake, les charges d'exploitation ont diminué de 4,75 \$ le baril en raison principalement d'une augmentation de la production.

Cette baisse a été en partie contrebalancée par les facteurs suivants :

- l'augmentation de 0,49 \$ le baril du coût du carburant qui s'explique principalement par la montée du prix du gaz naturel qui elle-même suit la progression à la hausse du prix de référence AECO;
- l'intensification des activités de reconditionnement liées à l'entretien des puits.

Prix nets opérationnels



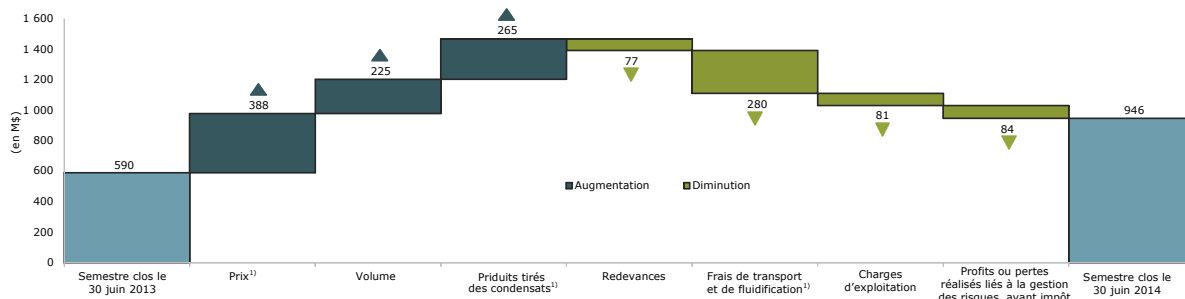
1) Les prix du pétrole lourd et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats qui sont mélangés au pétrole lourd. Le coût des condensats au deuxième trimestre, calculé en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification, s'est chiffré à 47,28 \$ le baril à Foster Creek (42,60 \$ le baril en 2013) et à 49,30 \$ le baril à Christina Lake (47,13 \$ le baril en 2013). Les ratios de fluidification varient dans une fourchette approximative de 25 % à 33 %.

Gestion des risques

Au deuxième trimestre de 2014, les activités liées à la gestion des risques ont occasionné des pertes réalisées de 35 M\$ (profits réalisés de 4 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 du semestre clos le 30 juin 2014 et du semestre clos le 30 juin 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 le semestre clos le 30 juin 2014, le prix de vente moyen du pétrole brut s'est situé à 70,48 \$ le baril, soit 34 % 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 31 % et s'est chiffré à un escompte de 4,61 \$ US le baril (6,67 \$ US le baril en 2013), principalement grâce aux raisons mentionnées précédemment pour le trimestre. Depuis le début de l'exercice, 54 414 barils par jour de la production à Christina Lake ont été vendus à titre de CDB (35 247 barils par jour en 2013), le reste étant vendu à même le WCS.

Volumes de production

(en barils par jour)	Semestres clos les 30 juin		2013
	2014	Variation	
Foster Creek	55 785	- %	55 665
Christina Lake	66 863	62 %	41 388
	122 648	26 %	97 053

Au premier semestre, la production est restée à peu près la même qu'au premier semestre de 2013, conformément aux attentes, comme il a été mentionné plus haut. 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. Une révision partielle a été réalisée en 2014 et n'a entraîné qu'une incidence minimale sur la production. En 2013, une révision complète avait été effectuée, ce qui avait réduit la production d'environ 3 800 barils par jour pendant le premier semestre.

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 recouvert 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)	Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013
Foster Creek	8,7	4,5
Christina Lake	7,4	5,6

Les redevances ont augmenté de 77 M\$ en 2014, principalement par suite de la hausse des prix réalisés à Foster Creek et à Christina Lake, de l'accroissement des volumes de vente à Christina Lake et d'une progression du prix de référence WTI en dollars canadiens. À cause de cette augmentation, 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 280 M\$ pour la période écoulée depuis le début de l'année, soit 33 %. La hausse de 265 M\$ des coûts liés à la fluidification est imputable à l'accroissement de la production et à l'augmentation du coût des condensats. Quant aux frais de transport, ils se sont chiffrés à 15 M\$ de plus qu'au trimestre correspondant en raison surtout de l'accroissement de la production.

Charges d'exploitation

Au premier semestre 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 81 M\$, soit 0,77 \$ par baril.

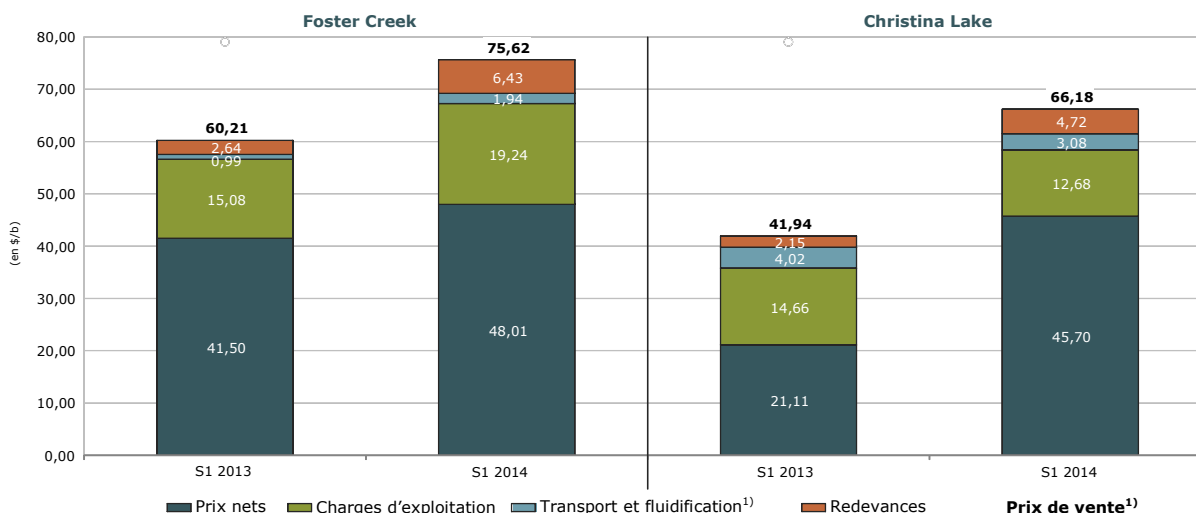
Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Semestres clos les 30 juin		2013
	2014	Variation	
Foster Creek			
Carburant	5,03	75 %	2,87
Autres coûts	14,21	16 %	12,21
Total	19,24	28 %	15,08
Christina Lake			
Carburant	4,33	22 %	3,55
Autres coûts	8,35	(25) %	11,11
Total	12,68	(14) %	14,66

À Foster Creek, les charges d'exploitation ont monté de 4,16 \$ par baril, sous l'effet essentiellement des facteurs mentionnés plus haut : la hausse des coûts du carburant, l'augmentation des coûts de la main-d'œuvre et l'intensification des activités de reconditionnement.

À Christina Lake, les charges d'exploitation ont diminué de 1,98 \$ par baril en raison principalement d'une augmentation de la production. Cette baisse a été contrebalancée par l'augmentation du coût du carburant et l'intensification des activités de reconditionnement.

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 du semestre clos le 30 juin 2014, calculé en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification, s'est chiffré à 47,81 \$ le baril à Foster Creek (44,34 \$ le baril en 2013) et à 51,02 \$ le baril à Christina Lake (49,54 \$ le baril en 2013). Les ratios de fluidification varient dans une fourchette approximative de 25 % à 33 %.

Gestion des risques

Au premier semestre de 2014, les activités liées à la gestion des risques ont occasionné des pertes réalisées de 57 M\$ (profits de 27 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 au semestre clos le 30 juin 2014 qu'aux périodes correspondantes de 2013, se chiffrant à 23 Mpi³/j et à 21 Mpi³/j, respectivement (22 Mpi³/j et 20 Mpi³/j en 2013). Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 15 M\$ au deuxième trimestre de 2014 (6 M\$ en 2013) et à 38 M\$ depuis le début de l'exercice (10 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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Foster Creek	209	189	430	399
Christina Lake	183	162	365	337
	392	351	795	736
Narrows Lake	45	25	92	50
Telephone Lake	19	17	71	70
Grand Rapids	5	8	16	26
Autres ¹⁾	10	19	24	75
Dépenses d'investissement²⁾	471	420	998	957

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, le forage de puits de maintien et les projets d'amélioration opérationnelle. Les dépenses d'investissement ont été supérieures au deuxième trimestre et depuis le début de l'exercice en raison de la construction des emplacements de puits de la phase F, des forages réalisés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC} et de l'augmentation du nombre de puits d'exploration stratigraphiques forés.

Toujours en 2014, à Christina Lake, les dépenses d'investissement ont porté surtout sur la phase d'expansion F, les travaux de construction des emplacements de puits et des installations de la phase E et les programmes de forage de puits à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC} et de puits de maintien. Les dépenses d'investissement ont augmenté pour le deuxième trimestre et la période écoulée depuis le début de l'exercice par suite des sommes supérieures consacrées au forage de puits de maintien et de puits forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC} et de la construction de l'usine de la phase F; cette augmentation a été annulée en partie par la réduction des dépenses consacrées à la construction de l'usine de la phase E.

Les dépenses d'investissement ont augmenté à Narrows Lake au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2014, car les travaux techniques, les approvisionnements et la construction de l'usine de la phase A, entamés au troisième trimestre de 2013, se sont poursuivis.

Nouveaux projets

En 2014, à Telephone Lake, les dépenses d'investissement ont visé surtout l'ingénierie de base et le projet pilote d'évacuation d'eau, et ont compris le forage de puits d'exploration stratigraphiques. La société exécute actuellement un programme d'été qui vise le forage de puits stratigraphiques à l'aide de son système de forage exclusif SkyStrat^{MC}. Les dépenses d'investissement de 2014 sont restées à peu près au même niveau que celles de 2013.

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 diminué au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2014. La réduction des dépenses consacrées au projet pilote a cependant été en partie annulée par le début du démantèlement de l'usine centrale de Joslyn, qui sera reconstruite ailleurs pour être utilisée par la phase A.

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.

Semestres clos les 30 juin	Puits de forage stratigraphique bruts ¹⁾		Puits productifs bruts ^{2), 3)}	
	2014	2013	2014	2013
Foster Creek	147	111	38	25
Christina Lake	52	69	35	11
	199	180	73	36
Narrows Lake	22	26	-	-
Telephone Lake	33	28	-	-
Grand Rapids	9	1	-	-
Autres	21	80	-	-
	284	315	73	36

1) Compte tenu des puits forés à l'aide du système de forage SkyStrat^{MC}, 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 du semestre clos le 30 juin 2014, la société a foré deux puits (huit 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^{MC} de Cenovus.

4) En plus des forages susmentionnés, 1 puits de service brut a été foré au cours du semestre clos le 30 juin 2014 (16 puits bruts en 2013).

Dépenses d'investissement futures

À Foster Creek, les phases A à E sont actuellement en production. La société s'attend à ce que les dépenses d'investissement se situent entre 680 M\$ et 760 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 F, G et H se poursuivent comme prévu. Les phases F, 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. La circulation de vapeur a commencé à la phase F au deuxième trimestre de 2014. La production de la phase F devrait commencer au quatrième trimestre de 2014 et normalement, cette phase atteindra progressivement sa capacité nominale en 12 à 18 mois. Le démarrage de la production des phases G et H devrait avoir lieu en 2015 et en 2016, respectivement. La société a soumis aux organismes de réglementation, en février 2013, une demande et évaluation des incidences environnementales conjointes visant une nouvelle expansion qui sera nommée « phase J »; elle prévoit recevoir l'approbation des organismes de réglementation au premier trimestre de 2015. Au deuxième trimestre de 2014, la société a reçu comme prévu 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 750 M\$ et 820 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 forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC} et aux puits de maintien. 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 quatrième trimestre de 2014.

La société a reçu en mai 2012 l'autorisation des organismes de réglementation à l'endroit des 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 210 M\$ et 230 M\$ en 2014.

Telephone Lake et Grand Rapids sont deux des nouveaux projets de Cenovus. Au projet Telephone Lake, situé dans la région de Borealis, un projet pilote d'évacuation d'eau a été entrepris au quatrième trimestre de 2012 et achevé en octobre 2013. Au projet Grand Rapids, situé quant à lui dans la région de Greater Pelican, 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 centrale 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.

La société prévoit investir en 2014 des capitaux de 140 M\$ à 160 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'aux coûts liés au projet pilote de Grand Rapids. À Telephone Lake, la préparation de la demande d'autorisation du projet auprès des organismes de réglementation va bon train; l'approbation devrait être obtenue au deuxième semestre de 2014. La première des deux phases du projet devrait 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 :

	31 décembre 2013
(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
Taux d'épuisement implicite ((\$/bep)	13,79

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 au semestre clos le 30 juin 2014, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux a augmenté de 53 M\$ et de 91 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 avarié 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. La détention de ces terrains en propriété inconditionnelle est avantageuse pour les prix nets de la société. En effet, 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 premier semestre de 2014, la société a ainsi tiré une production d'environ 7 800 barils d'équivalent de pétrole par jour en guise de redevances relatives à ses terrains détenus en propriété inconditionnelle. 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 deuxième trimestre de 2014 par rapport à 2013 sont les suivants :

- l'établissement à 76 861 barils par jour de la production moyenne de pétrole brut, soit une diminution de 1 %. 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;
- l'inscription de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement s'y rapportant, de 385 M\$, soit une augmentation de 169 M\$.

En mars 2014, la société a conclu avec un tiers non lié un accord visant la vente de certains de ses biens de Bakken, situés dans le sud-est de la Saskatchewan. La vente a été clôturée en avril 2014 pour un produit de 36 M\$ avant les ajustements de clôture. 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 (618 barils par jour au deuxième trimestre de 2013 et 695 barils par jour au premier semestre de 2013).

En juillet 2013, la société a vendu son bien de Lower Shaunavon pour un produit d'environ 240 M\$ avant les ajustements de clôture. Le bien de Lower Shaunavon avait produit en moyenne 3 592 barils par jour au deuxième trimestre de 2013 et 4 236 barils par jour au premier semestre de 2013.

Hydrocarbures classiques – pétrole brut

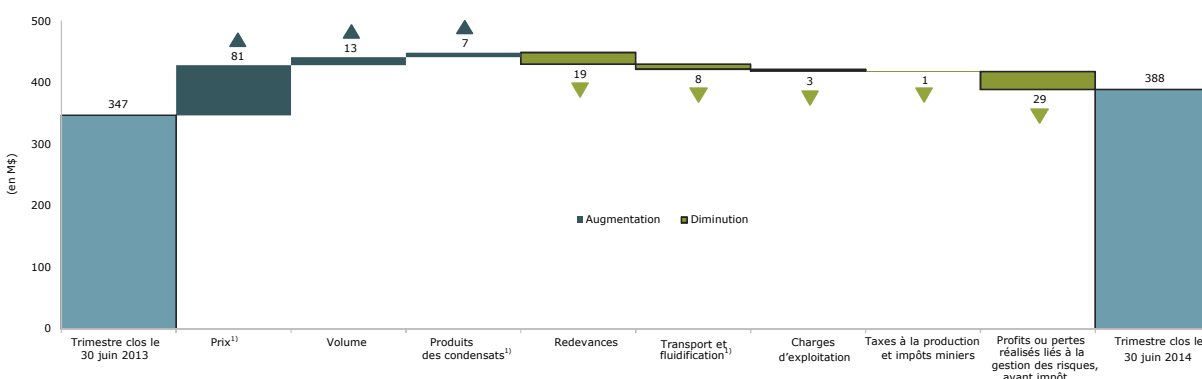
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Chiffre d'affaires brut	708	607	1 359	1 150
Déduire : redevances	67	48	116	90
Produits des activités ordinaires	641	559	1 243	1 060
Charges				
Transport et fluidification	91	83	180	169
Activités d'exploitation	133	130	278	254
Taxe sur la production et impôts miniers	10	9	18	18
(Profit) perte lié à la gestion des risques	19	(10)	32	(30)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation¹⁾	388	347	735	649
Dépenses d'investissement	149	241	412	571
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	239	106	323	78

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

Comparaison du trimestre clos le 30 juin 2014 et du trimestre clos le 30 juin 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 augmenté de 15 % pour se chiffrer à 89,98 \$ 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 juin		2013
	2014	Variation	
Pelican Lake	24 806	4 %	23 959
Autres biens liés au pétrole lourd	15 498	(5) %	16 284
Total du pétrole lourd	40 304	- %	40 243
Pétrole léger et moyen	35 329	(2) %	36 137
LGN	1 228	29 %	950
	76 861	(1) %	77 330

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 à Pelican Lake a progressé par suite de la mise en service de plusieurs nouveaux puits intercalaires et aux meilleurs résultats du programme d'injection de polymères.

Condensats

Les produits des activités ordinaires représentent la valeur totale du pétrole brut fluidifié vendu et tiennent compte de la valeur des condensats. Au cours du trimestre, la valeur des condensats a augmenté de 7 M\$ par rapport au trimestre correspondant de 2013. 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 19 M\$, principalement par suite d'une hausse des prix réalisés, d'un accroissement des volumes de vente à Pelican Lake et de la montée des prix de référence du WTI en dollars canadiens.

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 deuxième 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 % (9,3 % en 2013).

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 8 M\$ au deuxième trimestre de 2014, principalement à cause de la hausse du coût des condensats mentionné à la section « Produits des activités ordinaires ». Les frais de transport sont restés à peu près les mêmes qu'en 2013.

Charges d'exploitation

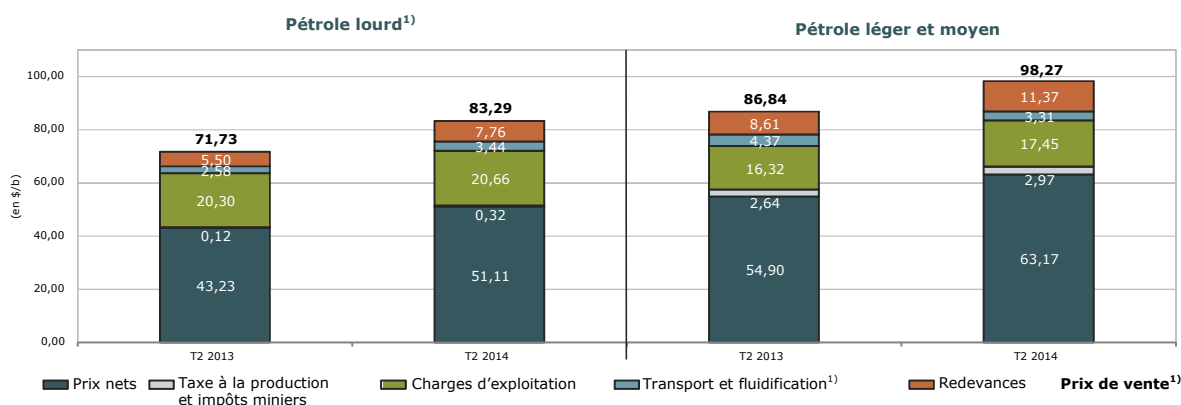
Les principaux éléments déterminants des charges d'exploitation de la société au deuxième trimestre de 2014 ont été la main-d'œuvre, les activités de reconditionnement, les réparations et la maintenance, l'électricité et la consommation de produits chimiques. Les charges d'exploitation ont monté de 3 M\$, soit 0,73 \$ le baril.

Les charges d'exploitation ont augmenté et se sont chiffrées à 18,89 \$ le baril, principalement à cause des facteurs suivants :

- l'augmentation des coûts de la main-d'œuvre imputable à la hausse des primes d'intéressement à long terme, qui s'explique par la progression du cours de l'action de la société;
- 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'intensification des travaux d'entretien et de réparation associés à l'optimisation des 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 et des coûts entraînés par les travaux de reconditionnement.

Prix nets opérationnels



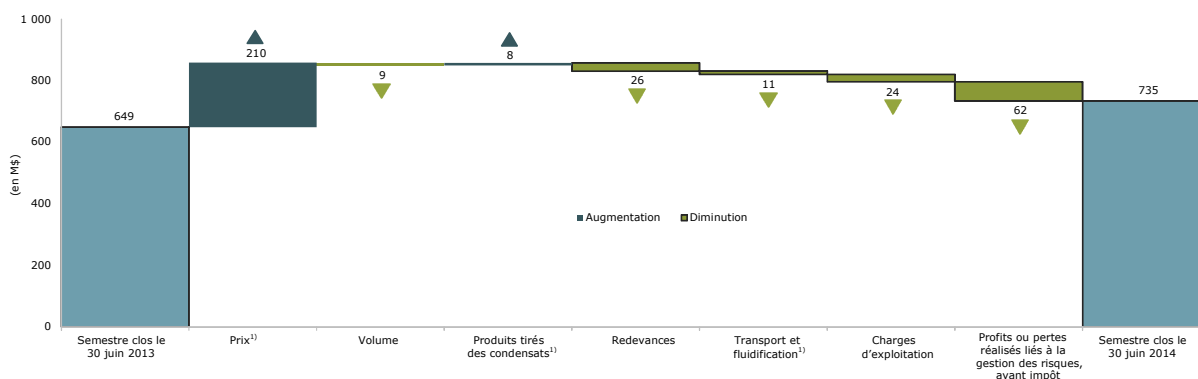
1) Les prix du pétrole lourd et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats qui sont mélangés au pétrole lourd. Le coût des condensats, calculé en fonction du baril de pétrole lourd avant fluidification, s'est chiffré à 17,70 \$ le baril au deuxième trimestre (16,72 \$ 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 deuxième trimestre, les activités liées à la gestion des risques ont occasionné des pertes réalisées de 19 M\$ (profits réalisés de 10 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 du semestre clos le 30 juin 2014 et du semestre clos le 30 juin 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 premier semestre de l'exercice, le prix de vente moyen du pétrole brut obtenu par la société a augmenté de 21 % pour se chiffrer à 87,72 \$ 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)	Semestres clos les 30 juin		2013
	2014	Variation	
Pelican Lake	24 794	4 %	23 824
Autres biens liés au pétrole lourd	15 756	(4) %	16 497
Total du pétrole lourd	40 550	1 %	40 321
Pétrole léger et moyen	34 966	(6) %	37 317
LGN	1 121	17 %	961
	76 637	(2) %	78 599

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.

Condensats

Au cours de la période écoulée depuis le début de l'exercice, la valeur des condensats a augmenté de 8 M\$. La proportion du coût des condensats récupéré au cours de cette période s'est accrue, ce qui concorde avec le rétrécissement de l'écart WCS-condensats.

Redevances

Les redevances ont augmenté de 26 M\$, en grande partie par suite 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. Au premier semestre de 2014, le taux de redevance réel relatif au pétrole brut s'est chiffré à 10,0 % (9,2 % en 2013).

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 11 M\$ au premier semestre de l'exercice. Le coût des condensats a augmenté de 8 M\$, comme il est mentionné à la section « Produits des activités ordinaires ». Les frais de transport sont montés de 3 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

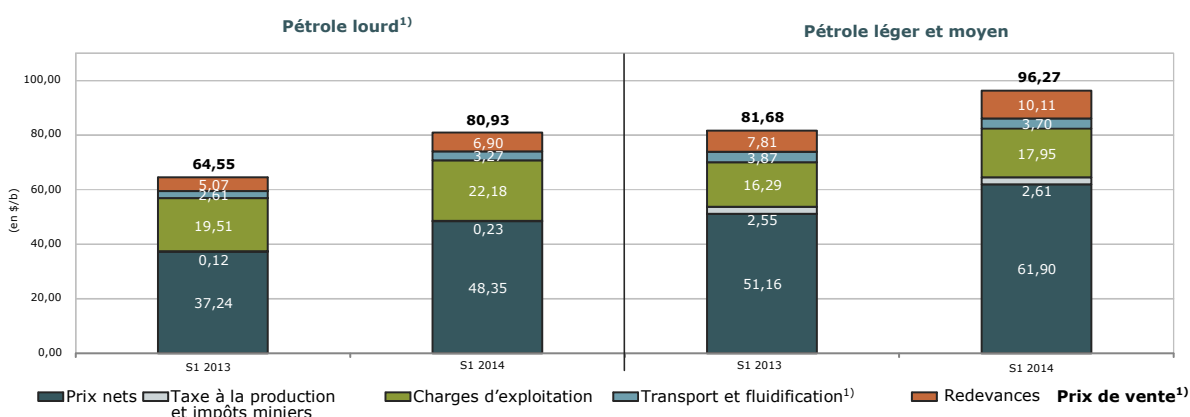
Les principales composantes des charges d'exploitation de la société depuis le début de l'exercice ont été les activités de reconditionnement, la main-d'œuvre, l'électricité et les réparations et la maintenance. Les charges d'exploitation ont monté de 24 M\$, soit 2,22 \$ le baril.

Les charges d'exploitation ont augmenté et se sont chiffrés à 19,95 \$ le baril, principalement à cause des facteurs suivants :

- 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'accroissement des coûts liés à la main-d'œuvre découlant de la hausse des primes d'intéressement à long terme qui accompagne la progression du cours de l'action de la société;
- l'intensification des travaux de reconditionnement et de réparation et de maintenance associés à l'optimisation des 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 17,63 \$ le baril au premier semestre (17,33 \$ 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 du premier semestre de l'exercice ont donné lieu à des pertes réalisées de 32 M\$ (profits réalisés de 30 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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Chiffre d'affaires brut	214	164	398	319
Déduire : redevances	3	2	6	4
Produits des activités ordinaires	211	162	392	315
Charges				
Transport et fluidification	4	4	9	11
Activités d'exploitation	52	55	101	107
Taxe à la production et impôts miniers	7	-	6	1
(Profit) perte lié à la gestion des risques	1	(9)	1	(27)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation¹⁾	147	112	275	223
Dépenses d'investissement	4	4	11	12
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	143	108	264	211

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 du semestre clos le 30 juin 2014 et du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2013

Produits des activités ordinaires

Prix

Au deuxième trimestre et au premier semestre de l'exercice, le prix de vente moyen obtenu par la société pour le gaz naturel a augmenté de 1,38 \$ le kpi³ et de 1,30 le kpi³, respectivement, se chiffrant à 4,88 \$ le kpi³ et à 4,68 \$ le kpi³, ce qui cadre avec la hausse du prix de référence AECO pour le gaz naturel.

Production

La production s'est inclinée de 6 % pour se chiffrer à 484 Mpi³ par jour au deuxième trimestre de 2014 et a diminué de 9 % pour se chiffrer à 471 Mpi³ par jour pour les six premiers mois de l'exercice, en raison surtout des baisses normales de rendement prévues.

Redevances

Les redevances ont augmenté au deuxième trimestre de 2014 et pour les six 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 deuxième trimestre s'est chiffré à 1,7 % (1,2 % en 2013) et à 1,5 % (1,4 % en 2013) pour le premier semestre. 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

Transport

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2014, les frais de transport sont restés les mêmes qu'au trimestre correspondant; ils ont diminué de 2 M\$ pour le premier semestre en raison de la diminution des volumes de production.

Charges d'exploitation

Au deuxième trimestre et pour les six premiers mois de l'exercice, 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, si les charges d'exploitation ont décri de 3 M\$, c'est surtout en raison des baisses normales de rendement, de la réduction du coût de l'électricité et de la diminution des coûts entraînés par les activités de réparation et de maintenance; leur recul a été en partie annulé par la hausse des taxes foncières et des coûts de location. Pour le premier semestre, les charges d'exploitation se sont repliées de 6 M\$ par suite des baisses normales de rendement, de la diminution des coûts liés aux activités de réparation et de maintenance et à la réduction du prix et de la consommation d'électricité, 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 pertes réalisées de 1 M\$ au deuxième trimestre comme pour le semestre complet (profits réalisés de 9 M\$ et de 27 M\$, respectivement, en 2013), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens ont été supérieurs aux prix fixés par contrat.

Hydrocarbures classiques – dépenses d'investissement¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Pelican Lake	68	111	139	251
Autres biens liés au pétrole lourd	14	39	49	71
Pétrole léger et moyen	67	91	224	249
Gaz naturel	4	4	11	12
	153	245	423	583

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

Au premier semestre 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, de même qu'au forage intercalaire, aux investissements de maintien et aux mises à niveaux associés à l'expansion de l'injection de polymères à Pelican Lake. 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 initiaux du programme d'injection de polymères.

Travaux de forage du secteur Hydrocarbures classiques

(puits nets, sauf indication contraire)	Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013
Pétrole brut	66	95
Remises en production	354	317
Puits d'exploration stratigraphiques bruts	14	19
Autres ¹⁾	24	40

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 230 M\$ à 250 M\$ et visent principalement le forage intercalaire, la construction du pipeline et les investissements de maintien liés à l'injection de polymères.

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 avarié et les travaux de construction d'installations et se situent dans une fourchette de 540 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 attribue à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées.

Au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2014, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques a diminué de 53 M\$ et de 100 M\$, respectivement. Cette diminution s'explique principalement par la perte de valeur inscrite en 2013 et par la contraction des volumes de vente.

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

- la progression de la production de produits raffinés à cause de l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur en 2013 et du calendrier des révisions prévues en 2014, qui diffère de celui de 2013;
- la diminution de 32 % des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui se sont chiffrés à 220 M\$, surtout à cause de la baisse des marges de craquage et de la hausse des coûts d'alimentation des raffineries, facteurs en partie compensés par la hausse de la production de produits raffinés.

Exploitation des raffineries¹⁾

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Capacité liée au pétrole brut²⁾ (kb/j)	460	457	460	457
Production de pétrole brut (kb/j)	466	439	433	428
Pétrole brut lourd	221	230	208	214
Pétrole léger ou moyen	245	209	225	214
Produits raffinés (kb/j)	489	457	458	448
Essence	240	221	228	223
Distillats	155	145	142	139
Autres	94	91	88	86
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	101	96	94	94

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^{er} janvier 2014.

Au total, 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 juin 2014, la performance stable des raffineries s'est traduite par une augmentation de la production de pétrole brut et de produits raffinés et un accroissement du taux d'utilisation du pétrole brut par rapport au trimestre correspondant de 2013. En 2013, les activités des raffineries avaient été entravées par l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur et l'exécution de la révision prévue de la raffinerie Borger, au deuxième trimestre. En 2014, la révision prévue au calendrier de cette même raffinerie a été réalisée au premier trimestre.

La production de pétrole brut et de produits raffinés a légèrement augmenté pour le premier semestre de l'exercice par rapport au semestre correspondant de 2013. La performance stable des raffineries au deuxième trimestre de 2014 a contrebalancé l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur survenue en 2013. Le taux d'utilisation du pétrole brut est resté constant grâce à l'accroissement de la capacité des raffineries en 2014. Même si la production totale de produits raffinés a augmenté, les proportions relatives d'essence, de distillats et d'autres produits raffinés sont restées à peu près les mêmes au deuxième trimestre de 2014 et pour les six premiers mois de l'exercice.

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. La quantité de brut lourd traité en 2014 a diminué, car 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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires	3 483	3 078	6 741	6 024
Produits achetés	3 098	2 616	5 918	4 893
Marge brute	385	462	823	1 131
Charges				
Charges d'exploitation	165	134	363	270
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	-	4	(5)	8
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation¹⁾	220	324	465	853
Dépenses d'investissement	46	26	69	51
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	174	298	396	802

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

Marge brute

La marge brute du secteur Raffinage et commercialisation s'est inclinée de 17 % et de 27 %, respectivement, au deuxième trimestre et au premier semestre de 2014. Les facteurs suivants expliquent cette diminution : 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; et la hausse des charges d'exploitation, qui est expliquée ci-dessous. Ces facteurs ont été en partie compensés par une augmentation de la production de produits raffinés, principalement attribuable à l'interruption non planifiée d'un hydrocraqueur en 2013. En outre, la production de produits raffinés du deuxième trimestre a augmenté du fait que le calendrier des activités de maintenance et des révisions prévues était différent en 2014 et en 2013.

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 deuxième trimestre de 2014, le coût associé aux NIR s'est chiffré à 30 M\$, soit un niveau inférieur à celui le 2013, où il atteignait 54 M\$. Depuis le début de l'exercice, le coût associé aux NIR s'est établi à 56 M\$ (77 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 du deuxième trimestre et du premier semestre de 2014 ont été la maintenance, la main-d'œuvre, les services publics et les fournitures. Les charges d'exploitation ont augmenté de 23 % (34 % pour les six premiers mois), principalement à cause de l'augmentation des coûts liés aux activités de maintenance et aux révisions prévues et de l'accroissement du coût des services publics qui découle de la hausse des prix du gaz naturel et de l'électricité.

Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Raffinerie de Wood River	23	13	34	26
Raffinerie de Borger	23	13	35	25
	46	26	69	51

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 quatrième trimestre de 2014 le permis qui s'y rapporte, et le projet devrait pouvoir démarrer comme prévu au premier trimestre de 2016.

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

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 5 M\$ au deuxième trimestre de 2014 et de 12 M\$ pour le premier semestre, 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 deuxième trimestre de 2014 ont donné lieu à des pertes latentes de 11 M\$, avant impôt (profits latents de 26 M\$, avant impôt, en 2013). Pour l'ensemble du semestre, la société a comptabilisé à ce poste des profits latents de 15 M\$, avant impôt (pertes latentes de 204 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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Frais généraux et frais d'administration	102	82	211	165
Charges financières	102	124	232	247
Produits d'intérêts	(25)	(23)	(27)	(50)
(Profit) perte de change, montant net	(187)	96	(40)	148
Frais de recherche	4	6	6	9
(Profit) perte à la vente d'actifs	(20)	-	(20)	-
Autre (produit) perte, montant net	(1)	(2)	(2)	-
	(25)	283	360	519

Charges

Frais généraux et frais d'administration

En 2014, les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été la dotation, les primes d'intéressement à long terme et la location de bureaux. Les frais généraux et frais d'administration du deuxième trimestre de 2014 et du semestre ont été supérieurs de 20 M\$ et de 46 M\$, respectivement, à ceux des périodes correspondantes, principalement à cause de l'augmentation des primes d'intéressement à long terme, qui s'explique par la progression du cours de l'action de Cenovus, 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 22 M\$ et de 15 M\$, respectivement, au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2014. Ces diminutions sont redevables essentiellement à la baisse des intérêts sur l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise, en partie contrée par le montant plus élevé de la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement et par les intérêts plus élevés sur la dette à long terme découlant essentiellement de la dépréciation du dollar canadien.

Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus, compte non tenu de l'effet à payer lié à

l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains, était de 4,9 % au deuxième trimestre (5,3 % en 2013) et de 5,0 % pour le semestre clos le 30 juin 2014 (5,3 % en 2013).

Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
(Profit) perte de change latent	(181)	84	(38)	134
(Profit) perte de change réalisé	(6)	12	(2)	14
	(187)	96	(40)	148

La majorité des pertes de change latentes du deuxième 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 21 M\$ au deuxième trimestre (20 M\$ en 2013) et à 41 M\$ pour l'ensemble du semestre (39 M\$ en 2013).

Charge (économie) d'impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Charge d'impôt exigible				
Canada	(10)	57	33	87
États-Unis	3	4	35	58
Total de la charge d'impôt exigible	(7)	61	68	145
Charge d'impôt différé	216	40	252	79
	209	101	320	224
Taux d'imposition effectif	25 %	36 %	27 %	39 %

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 des périodes intermédiaires est établie en fonction du taux d'imposition qui serait applicable au total du résultat annuel.

La charge d'impôt sur le résultat de 2014 tient compte de l'effet d'un ajustement favorable lié à des exercices précédents, lequel a une incidence minime sur le total de la charge d'impôt. Au deuxième trimestre et au premier semestre de l'exercice, la charge d'impôt exigible a diminué de 68 M\$ et de 77 M\$, respectivement. Cette réduction est principalement attribuable à un ajustement favorable lié à des périodes précédentes et à une diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation dégagés aux États-Unis; elle 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 176 M\$ et de 173 M\$, respectivement. Cet accroissement de l'impôt différé s'explique par une augmentation des différences temporaires au Canada découlant du bénéfice plus élevé dégagé par le secteur Sables bitumineux et par l'effet de l'ajustement favorable apporté à l'impôt exigible se rapportant à des exercices précédents (tel qu'il est décrit plus haut), et a été neutralisé par une diminution des résorptions de différences temporaires aux États-Unis en 2014. Étant donné les produits de source américaine prévus pour 2014, il est probable que le solde des pertes d'exploitation déductibles de l'impôt fédéral aux États-Unis soit utilisé presque en entier en 2014.

Le taux d'imposition effectif de Cenovus est fonction de la relation entre le total de la charge d'impôt et le résultat avant impôt. 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 diminution du taux d'imposition effectif de la société au deuxième trimestre de 2014 et pour la période écoulée depuis le début de l'exercice reflète essentiellement le fait que les produits de source américaine ont été moins élevés.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2014	2013	2014	2013
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation	1 109	828	1 566	1 723
Activités d'investissement	(692)	(803)	(3 089)	(1 706)
Flux de trésorerie avant les activités de financement, montant net	417	25	(1 523)	17
Activités de financement	(471)	(183)	(225)	(349)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	(1)	5	56	(3)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(55)	(153)	(1 692)	(335)

(en millions de dollars)	30 juin 2014	31 décembre 2013
Trésorerie et équivalents de trésorerie	760	2 452

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont crû de 281 M\$ au deuxième trimestre de 2014, principalement sous l'effet de la croissance des flux de trésorerie analysée à la section « Résultats financiers ». Pour les six premiers mois de l'exercice, ils ont décliné de 157 M\$, principalement du fait de la variation du fonds de roulement hors trésorerie, elle-même en partie compensée par la croissance des flux de trésorerie analysée à la section « Résultats financiers ».

Compte tenu des actifs et des passifs liés à la gestion des risques et des actifs et des passifs détenus en vue de la vente, le fonds de roulement de la société s'élevait à 1 019 M\$ au 30 juin 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 deuxième trimestre de 2014, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont chiffrés à 111 M\$ de moins qu'au trimestre correspondant (1 383 M\$ de plus pour le premier semestre qu'à la période correspondante). La diminution observée au deuxième trimestre est principalement due au produit reçu à la vente du bien de Bakken et à la réduction des dépenses d'investissement. Quant à l'augmentation observée pour le semestre, 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 deuxième 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 403 M\$, contre 367 M\$ en 2013. La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres.

Au deuxième trimestre, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont augmenté de 288 M\$, surtout en raison du remboursement net d'emprunts à court terme. Pour le semestre clos le 30 juin 2014, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont diminué de 124 M\$ à cause du remboursement d'emprunts à court terme, en partie annulé par l'accroissement des dividendes versés.

La dette à long terme de la société se situait à 5 018 M\$ au 30 juin 2014. Aucun remboursement en capital n'est exigible avant octobre 2019 (1,3 G\$ US). L'augmentation de 21 M\$ de la dette à long terme depuis le 31 décembre 2013 est liée principalement au change.

Au 30 juin 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 juin 2014 :

(en millions de dollars)	Montant	Échéance
Trésorerie et équivalents de trésorerie	760	Sans objet
Facilité de crédit engagée	2 848	Novembre 2017
Prospectus préalable de base aux États-Unis ¹⁾	2 000 \$ US	Juillet 2016
Prospectus préalable de base au Canada ¹⁾	1 500	Juillet 2016

1) Disponibilité assujettie aux conditions du marché.

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

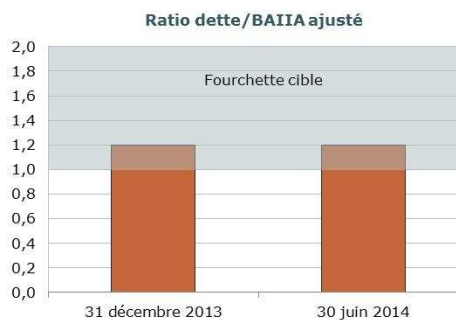
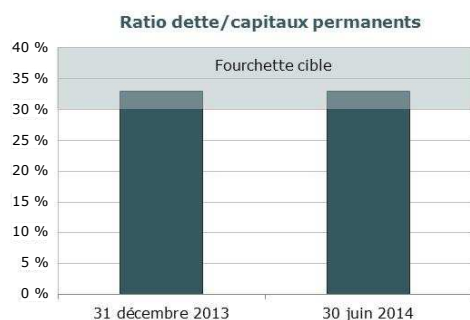
Le 25 juin 2014, la société a déposé un prospectus préalable de base au Canada visant le placement de billets à moyen terme non garantis de 1,5 G\$, qui remplace le prospectus équivalent précédent daté du 24 mai 2012. Ce prospectus prévoit l'émission de billets à moyen terme libellés en dollars canadiens 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 juin 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 juin 2014	31 décembre 2013
Ratio dette/capitaux permanents	33 %	33 %
Ratio dette/BAIIA ajusté (fois)	1,2 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 juin 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 juin 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 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)
30 juin 2014	
Actions ordinaires	757 034
Options sur actions	
DRN	41 290
DAAJ	4 116
DAAJ de remplacement de Cenovus	3
DAAJ de remplacement d'Encana	48
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	
UAR	7 110
UAD	1 274

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.

La société prévoit accroître encore sa capacité de transport du pétrole brut par chemin de fer pour la faire passer à 30 000 barils par jour d'ici la fin de 2014, sous réserve de modalités favorables sur le marché.

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.

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 juin					
	2014			2013		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	52	12	64	(11)	(21)	(32)
Gaz naturel	1	(3)	(2)	(8)	(6)	(14)
Raffinage	-	3	3	4	3	7
Électricité	2	(1)	1	(5)	(2)	(7)
(Profit) perte lié à la gestion des risques	55	11	66	(20)	(26)	(46)
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	(14)	(3)	(17)	4	5	9
(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt	41	8	49	(16)	(21)	(37)

(en millions de dollars)	Semestres clos les 30 juin					
	2014			2013		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	86	(14)	72	(54)	169	115
Gaz naturel	1	(2)	(1)	(27)	36	9
Raffinage	(4)	2	(2)	8	1	9
Électricité	2	(1)	1	(5)	(2)	(7)
(Profit) perte lié à la gestion des risques	85	(15)	70	(78)	204	126
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	(21)	4	(17)	18	(52)	(34)
(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt	64	(11)	53	(60)	152	92

Au cours du deuxième trimestre et du premier semestre de 2014, la gestion du risque lié aux prix des marchandises s'est traduite par des pertes réalisées sur les instruments financiers conclus à l'égard du pétrole brut, ce qui concorde avec le fait que les prix de référence moyens dépassaient les prix contractuels de la société.

Au cours du trimestre, la société a comptabilisé des pertes latentes 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 du trimestre précédent et des fluctuations des prix liés aux opérations effectuées pendant le trimestre; ces pertes ont été en partie compensées par le dénouement de positions réglées et l'élargissement des écarts à terme entre le pétrole léger et le pétrole lourd.

Pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, des profits latents ont été comptabilisés sur les instruments financiers liés au pétrole brut en raison du dénouement de positions réglées et de l'élargissement des écarts à terme entre le pétrole léger et le pétrole lourd; ces profits ont été contrebalancés en partie par la variation des prix à terme en regard des prix en vigueur à la clôture de l'exercice précédent et des fluctuations des prix sur les opérations effectuées au cours de la période.

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 du premier semestre 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 du premier semestre 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

Compensation des actifs financiers et des passifs financiers

Le 1^{er} janvier 2014, la société a adopté comme elle devait le faire les modifications apportées à IAS 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 des 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^{er} 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^{er} 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 juin 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. Le rapport de 2013 sur la responsabilité d'entreprise de Cenovus a été publié en juillet 2014.

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 *Macleans* 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 (voir ci-dessous). La revue *Corporate Knights* a aussi nommé Cenovus dans son palmarès mondial des 100 sociétés pratiquant le capitalisme propre pour une deuxième année de suite, comme il a été annoncé au cours du Forum économique mondial de Davos, en Suisse, qui s'est tenu en janvier 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

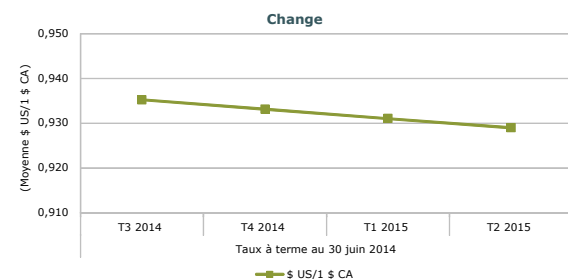
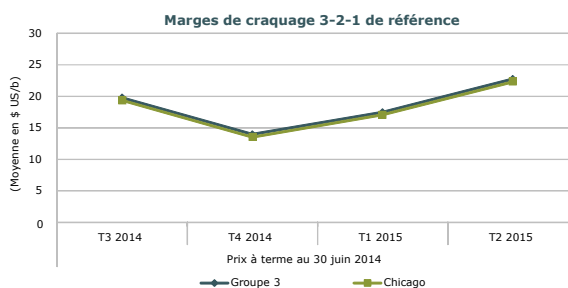
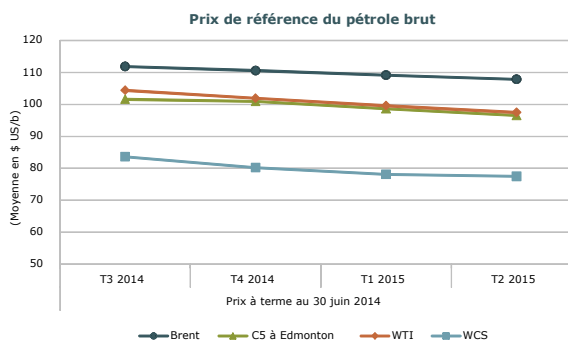
La société poursuit sa progression vers la réalisation de son plan d'affaires en visant une production de pétrole brut nette, y compris la production provenant des activités liées aux hydrocarbures classiques de plus de 500 000 barils par jour. Pour réaliser ses plans d'expansion, la société prévoit 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 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 prochains mois.

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 et aux interruptions de la production. Les indicateurs économiques laissent entrevoir une amélioration de la croissance de la demande de brut provenant des États-Unis à mesure que les entraves occasionnées par les conditions météorologiques défavorables du premier semestre de 2014 se dissipent. 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. La récente agitation politique en Irak l'a propulsé vers le haut. Étant donné l'incertitude qui règne en Irak et le risque accru de pénuries de l'offre, la société prévoit que le prix du brut Brent sera plus élevé en 2014 qu'en 2013.
- 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. La croissance de l'offre de pétrole avare devrait réduire la nécessité de recourir à l'importation aux États-Unis et créer occasionnellement des problèmes de congestion. La société s'attend à ce que ces facteurs et le risque accru de pénuries entraînés par les diverses crises géopolitiques entraînent 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. L'écart restera sans doute semblable à son niveau actuel en raison de la capacité de transport par chemin de fer excédentaire découlant des nouvelles infrastructures ferroviaires. En revanche, l'écart pourrait fluctuer passablement à cause de l'incertitude qui entoure le moment où les nouvelles infrastructures ferroviaires et pipelinières seront mises en service.
- La période des révisions étant terminée aux raffineries, la société s'attend à un léger recul des marges de craquage des raffineries intérieures dans les mois à venir.



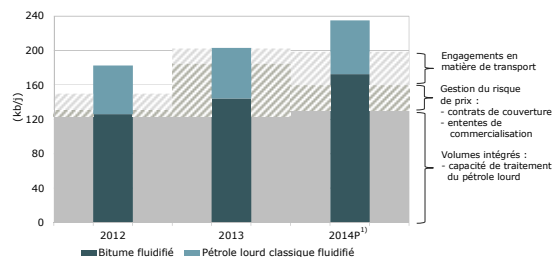
Les prix du gaz naturel devraient rester semblables à ceux en vigueur au premier semestre de l'exercice; les conditions météorologiques pourraient provoquer une certaine volatilité. À mesure que les stocks reviennent à des niveaux plus normaux, les prix pourraient s'affaiblir quelque peu.

Le change s'est raffermi au cours du deuxième trimestre de 2014 par rapport au premier trimestre. Le taux de change à terme devrait se fixer en moyenne à 0,932 \$ US pour 1 \$ CA au cours des quatre prochains trimestres. Au final, 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.

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

- Intégration – Les installations de raffinage du pétrole lourd permettent à la société de traiter le brut lourd d'origine canadienne. Sur le plan de la chaîne de valeur, les raffineries sont en mesure de tirer parti à la fois de l'écart WTI-WCS pour le pétrole brut canadien et de l'écart Brent-WTI grâce à la vente de produits raffinés.
- Opérations de couverture financière – La société protège les prix du brut en amont contre le risque de baisse en concluant des opérations financières fixant l'écart WTI-WCS.
- Ententes de commercialisation – La société protège les prix du brut en amont en concluant, directement avec les raffineurs, des contrats de livraison physique comprenant des composantes à prix fixe.
- Engagements en matière de transport – Cenovus apporte son soutien aux projets de transport servant à acheminer le pétrole des zones de production jusqu'aux marchés 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 prévoit entre autres étendre la capacité de transport ferroviaire à environ 30 000 barils de brut par jour d'ici la fin de 2014, pourvu que les conditions soient favorables sur le marché, en soutenant des projets de transport et en participant à diverses initiatives visant à élargir les marchés existants et à en trouver de nouveaux pour le pétrole brut.

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^{er} 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 kpi³ 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 kpi³ 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); 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 se fondent sur un nombre moyen d'environ 757 millions d'actions ordinaires en circulation, après dilution, et sur les données hypothétiques suivantes : Brent, 105,00 \$ US/b; WTI, 102,00 \$ US/b; Western Canada Select, 76,00 \$ US/b; NYMEX, 4,00 \$ US/MBtu; AECO, 3,30 \$/GJ; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 13,50 \$ US/b; taux de change, 0,98 \$ US/\$ CA. Pour la période allant de 2015 à 2023, les hypothèses sont les suivantes : Brent, 105,00 \$ US à 110,00 \$ US/b; WTI, 100,00 \$ US à 106,00 \$ US/b; Western Canada Select, 81,00 \$ US à 91,00 \$ US/b; NYMEX, 4,25 \$ US à 4,75 \$ US/MBtu; AECO, 3,70 \$ CA à 4,31 \$ CA/GJ; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 12,00 \$ US à 13,00 \$ US; taux de change, 1,00 \$ US/\$ CA; nombre moyen d'actions en circulation, après dilution, environ 782 millions.

Parmi les facteurs de risque et les incertitudes susceptibles de faire différer sensiblement les résultats réels figurent notamment les suivants : la volatilité des prix du pétrole et du gaz; l'efficacité du programme de gestion des risques de Cenovus, y compris l'effet des instruments financiers dérivés et l'efficacité des stratégies de couverture; l'exactitude des estimations de coûts, les variations des prix des marchandises, des cours du change et des taux

d'intérêt; les fluctuations de l'offre et de la demande de produits; la concurrence, notamment celle issue des nouvelles formes d'énergie; les risques inhérents aux activités de commercialisation de Cenovus, y compris les risques de crédit; le maintien d'un ratio dette/BAIIA ajusté et d'un ratio dette/capitaux permanents souhaitables; la capacité de Cenovus de faire appel à des sources diverses de capitaux d'emprunt et de capitaux propres; la précision des estimations des réserves, des ressources et de la production future; la capacité de Cenovus de remplacer et d'accroître ses réserves de pétrole et de gaz; la capacité de Cenovus de maintenir ses relations avec ses partenaires et de parvenir à gérer et à exploiter ses activités intégrées de pétrole lourd; la fiabilité des actifs de Cenovus; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et de processus de fabrication; les marges 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, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov et sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

ABRÉVIATIONS

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

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