



RAPPORT DE GESTION POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 31 MARS 2014

TABLE DE 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	15
SABLES BITUMINEUX.....	16
HYDROCARBURES CLASSIQUES	21
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	26
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	27
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	29
GESTION DES RISQUES	31
JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	32
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	33
TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE	33
PERSPECTIVES	33
MISE EN GARDE.....	35
ABRÉVIATIONS.....	37

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société »), daté du 29 avril 2014, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre clos le 31 mars 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 avril 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 31 mars 2014, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 24 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 trimestre clos le 31 mars 2014, la production moyenne de pétrole brut et de LGN (ensemble, le « pétrole brut ») de Cenovus a dépassé 196 800 barils par jour, et la production moyenne de gaz naturel a été de 476 Mpi³/j. Les activités de raffinage ont traité en moyenne 400 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 420 000 barils bruts par jour de produits raffinés.

Stratégie

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

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

- les sables bitumineux assurent sa croissance;
- le pétrole brut classique lui permet de dégager des flux de trésorerie à court terme et diversifie ses sources de revenu;
- le gaz naturel alimente en carburant ses installations d'exploitation des sables bitumineux et ses raffineries, en plus de dégager des flux de trésorerie contribuant à financer les programmes d'investissement;
- les raffineries contribuent à réduire l'effet des fluctuations des prix des marchandises.

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 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 ») :

	Trimestre clos le 31 mars 2014		
	Participation (%)	Volumes de production nette (b/j)	Volumes de production brute (b/j)
Projets existants			
Foster Creek	50	54 706	109 412
Christina Lake	50	65 738	131 476
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 revenu de la société et rend possible la mise en valeur des actifs liés aux sables bitumineux. La production de gaz naturel constitue une couverture économique à l'égard du gaz naturel nécessaire à l'alimentation en carburant des activités liées aux sables bitumineux et des raffineries; elle procure également à la société des flux de trésorerie contribuant au financement des occasions de croissance.

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2014	
	Pétrole brut ¹⁾	Gaz naturel
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ²⁾	347	128
Investissement	263	7
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite de l'investissement	84	121

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.

Raffinage et commercialisation

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

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

Les raffineries de Cenovus permettent à la société de réaliser la pleine valeur de la production de pétrole brut en transformant ce dernier en produits raffinés tels le diesel, l'essence et le carburéacteur, ce qui atténue la volatilité découlant des fluctuations des prix des marchandises en Amérique du Nord. Ce secteur englobe également les activités de commercialisation des achats et des ventes de produits de tiers, qui sont menées afin d'assurer une souplesse opérationnelle au chapitre des engagements de transport, de la qualité des produits, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2014
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹⁾	245
Investissement	23
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite de l'investissement	222

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 trimestre, la société a versé un dividende de 0,2662 \$ par action, soit 10 % de plus qu'au trimestre correspondant de 2013, où il s'était chiffré à 0,242 \$ par action.

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

Le premier trimestre de 2014 a continué de témoigner du dynamisme de l'approche intégrée de Cenovus. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont ont augmenté de 35 % 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 augmenté de 35 %, principalement par suite du rétrécissement de 28 % de l'écart entre le West Texas Intermediate (« WTI ») et le Western Canadian Select (« WCS ») et de la dépréciation du dollar canadien. L'écart WTI-WCS a rétréci jusqu'à se chiffrer à 23,13 \$ US le baril en moyenne (31,96 \$ US le baril en 2013). L'augmentation du prix du WCS, qui a atteint 75,55 \$ US le baril (62,41 \$ US le baril en 2013) a accru le coût du pétrole brut lourd alimentant les raffineries; ce facteur s'est combiné à une réduction considérable des marges de craquage pour influencer à la baisse sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de raffinage.

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

Au premier trimestre, la production moyenne de pétrole brut a totalisé 196 854 barils par jour, ce qui est conforme aux prévisions et représente une hausse de 9 % par rapport à 2013.

La production de pétrole brut tirée du secteur Sables bitumineux s'est élevée en moyenne à 120 444 barils par jour, soit une augmentation de 20 % attribuable principalement à l'augmentation de la production de Christina Lake. Cette dernière s'est en effet chiffrée à 65 738 barils par jour en moyenne, soit une hausse de 48 %, car la phase D fonctionne maintenant à plein rendement depuis 2013 et la phase E a presque fonctionné à plein rendement en 2014. Grâce à l'ajout de la phase E, qui est la dixième phase d'expansion des sables bitumineux, la capacité nominale a atteint 138 000 barils par jour.

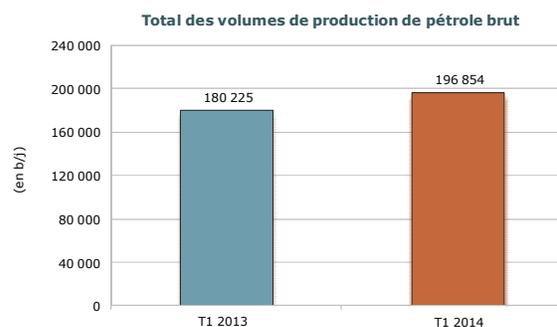
La production moyenne de Foster Creek a été de 54 706 barils par jour, ce qui est conforme aux attentes.

La production de pétrole brut tirée du secteur Hydrocarbures classiques s'est établie en moyenne à 76 410 barils par jour. La vente du bien de Lower Shaunavon en juillet 2013 a occasionné une diminution de la production qui a annulé l'augmentation de la production tirée de Pelican Lake. Cette dernière s'est chiffrée à 24 782 barils par jour en moyenne, soit une augmentation de 5 % découlant des nouveaux puits intercalaires entrés en service et des résultats plus probants du programme d'injection de polymères.

Les installations de raffinage de la société ont traité en moyenne 400 000 barils bruts par jour de pétrole brut (416 000 en 2013), dont 195 000 barils bruts par jour de brut lourd (197 000 en 2013). La production s'est chiffrée à 420 000 barils bruts par jour de produits raffinés (439 000 en 2013). La production de produits raffinés du premier trimestre de 2014 a été entravée par les activités de maintenance et les révisions prévues au calendrier des deux raffineries. Au premier trimestre de 2013, la raffinerie de Borger n'avait pas subi de révision.

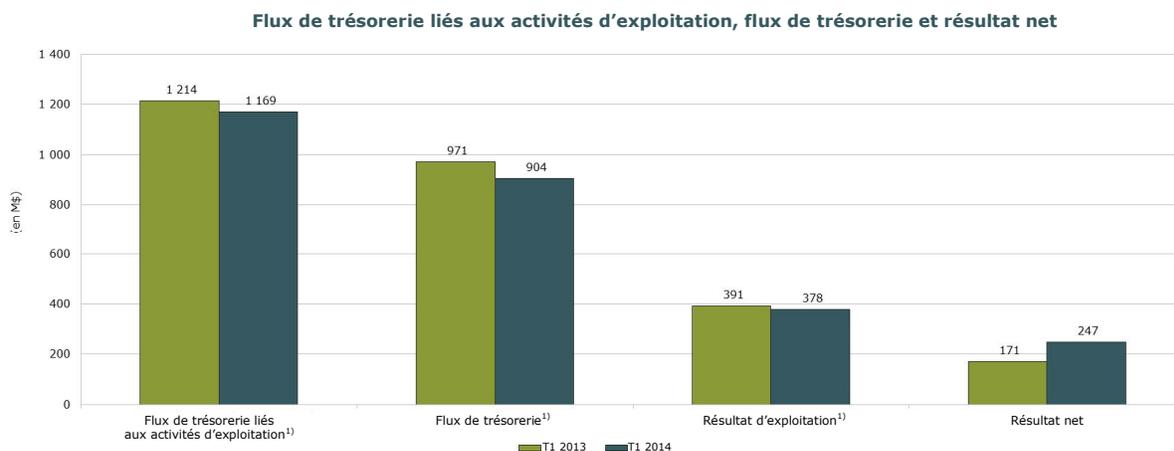
Les autres résultats d'exploitation importants du premier trimestre de 2014 par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2013 comprennent notamment :

- la production cumulative à Christina Lake a franchi la barre des 100 millions de barils de pétrole brut;
- la société a reçu l'autorisation des organismes de réglementation à l'égard d'une exploitation commerciale par DGMV de 180 000 barils par jour relativement à son projet Grand Rapids;
- la société a accru ses ventes sur de nouveaux marchés grâce au transport ferroviaire d'environ 7 117 barils par jour de pétrole brut au moyen notamment de trois expéditions par train-bloc jusqu'à la côte est et les États-Unis;
- la société a conclu avec un tiers sans lien de dépendance une convention visant la vente de certains de ses biens de Bakken. La vente a été réalisée en avril 2014 pour un produit d'environ 36 M\$ avant les ajustements de clôture.



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

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.



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

En mars 2014, Cenovus a versé par anticipation à WRB Refining LP une somme de 1,4 G\$ US correspondant à l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise. Pour financer ce paiement par anticipation, la société a utilisé le produit net de 1,4 G\$ US reçu du coentrepreneur en décembre 2013 quand ce dernier a décidé de payer par anticipation l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise. Les autres faits saillants financiers du premier 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 5 012 M\$, soit une augmentation de 693 M\$, ou 16 %, en raison des facteurs suivants :

- le prix de vente du pétrole brut fluidifié et du gaz naturel a été plus élevé, ce qui cadre avec les hausses des prix de référence WCS et AECO respectifs;
- les produits du secteur Raffinage et commercialisation ont monté de 312 M\$, essentiellement grâce à l'augmentation des produits tirés des ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers. L'augmentation a été en partie annulée par une diminution des produits tirés du raffinage par suite de la baisse des prix des produits raffinés et du recul de la production de produits raffinés, elle-même en partie compensée par la dépréciation du dollar canadien;
- les volumes de vente de pétrole brut fluidifié se sont accrus en proportion de l'accroissement des volumes de production.

L'augmentation des produits des activités ordinaires a été en partie contrebalancée par le recul des volumes de production de gaz naturel.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Au premier trimestre, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont chiffrés à 1 169 M\$, soit une diminution de 45 M\$. Les flux de trésorerie tirés des activités d'exploitation en amont ont augmenté de 239 M\$, ou 35 %, et ont atteint 924 M\$ par suite de la hausse des prix de vente du pétrole brut et du gaz naturel et de l'accroissement des volumes de production de pétrole brut à Christina Lake, 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 –, l'augmentation des charges d'exploitation, la hausse des redevances et le recul des volumes de production de gaz naturel. 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 284 M\$, ou 54 %, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation, qui se sont établis à 245 M\$, sous l'effet principalement d'une baisse des marges de craquage, de la hausse du coût du pétrole brut alimentant les raffineries et de la réduction de la production de produits raffinés imputable aux activités de maintenance et aux révisions prévues aux deux raffineries. Les marges de craquage 3-2-1 à Chicago et celles du groupe 3 (Midwest Combined) ont diminué d'environ 10 \$ US le baril.

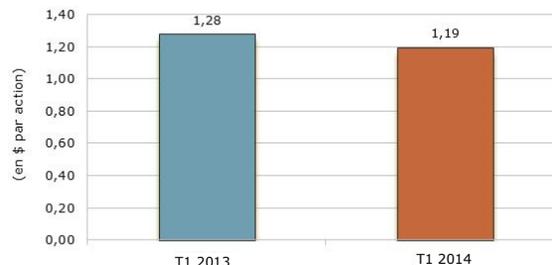
Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie ont diminué de 67 M\$ et se sont chiffrés à 904 M\$, principalement par suite des variations mentionnées à la rubrique précédente et d'une diminution des produits d'intérêts imputable à l'encaissement anticipé de l'effet à recevoir lié à la coentreprise, en décembre 2013.

Résultats d'exploitation

Les résultats d'exploitation ont diminué de 13 M\$, soit 3 %, et se sont chiffrés à 378 M\$. Outre les facteurs mentionnés à la rubrique sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ci-dessus, la diminution des résultats d'exploitation s'explique principalement par la comptabilisation d'une charge au titre des primes d'intéressement à long terme, contre un recouvrement en lent de pétrole

Flux de trésorerie par action – dilués



kbep

Résultat net

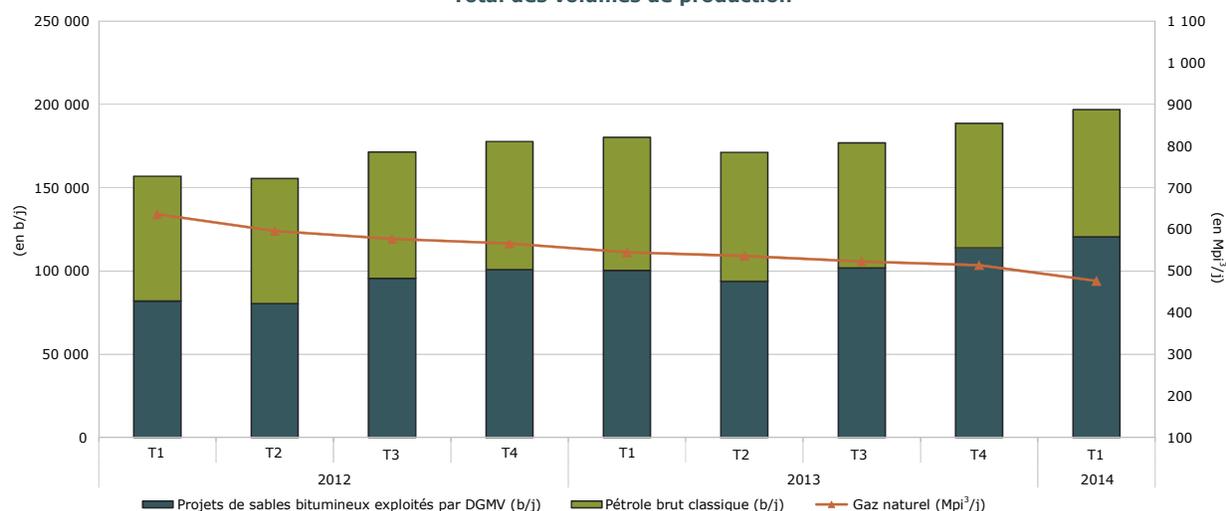
Le résultat net s'est élevé à 247 M\$, soit 76 M\$ ou 44 % de plus, augmentation qui s'explique principalement par les profits latents liés à la gestion des risques de 26 M\$, contre des pertes de 230 M\$ en 2013. La progression du résultat net a été en partie annulée par une perte de change latente sur la dette à long terme de 196 M\$, qui se compare à des pertes de 47 M\$ se rapportant à la dette à long terme et à l'effet à recevoir lié à la coentreprise en 2013, ainsi que par les variations des résultats d'exploitation mentionnées plus haut.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 829 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

Total des volumes de production



Volumes de production de pétrole brut

(en barils par jour)	Trimestres clos les 31 mars		2013
	2014	Variation	
Sables bitumineux			
Foster Creek	54 706	(2) %	55 996
Christina Lake	65 738	48 %	44 351
	120 444	20 %	100 347
Hydrocarbures classiques			
Pelican Lake	24 782	5 %	23 687
Pétrole lourd (autre)	16 017	(4) %	16 712
Total pour le pétrole lourd	40 799	1 %	40 399
Pétrole moyen et léger	34 598	(10) %	38 508
LGN ¹⁾	1 013	4 %	971
Total pour le secteur Hydrocarbures classiques	76 410	(4) %	79 878
Total de la production de pétrole brut	196 854	9 %	180 225

¹⁾ Les LGN comprennent les volumes de condensats.

Au cours du premier trimestre, la production de pétrole brut a augmenté de 9 %, surtout grâce à l'accroissement de la production à Christina Lake du fait que la phase D a atteint le plein rendement en 2013 et que la phase E s'en approche en 2014. L'accélération de la production de la phase E, mise en service en juillet 2013, 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.

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.

La production de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques a diminué principalement par suite de la cession du bien de Lower Shaunavon, qui avait donné en moyenne 4 888 barils par jour au premier trimestre de 2013. Le recul a cependant été en partie compensé par la hausse de la production tirée de Pelican Lake grâce à la mise en service de nouveaux puits intercalaires et aux meilleurs résultats du programme d'injection de polymères.

Se reporter à la section du rapport de gestion portant sur les différents secteurs à présenter pour en savoir plus sur les volumes de production.

Volumes de production de gaz naturel

(en Mpi ³ par jour)	Trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Hydrocarbures classiques	457	527
Sables bitumineux	19	18
	476	545

La société continue de concentrer ses efforts sur les projets à rendement élevé et affecte les dépenses d'investissement aux biens pétroliers.

Prix nets opérationnels

	Pétrole brut ¹⁾ (\$/baril)		Gaz naturel (\$/kpi ³)	
	Trimestres clos les 31 mars 2014	2013	Trimestres clos les 31 mars 2014	2013
Prix ²⁾	73,12	54,10	4,47	3,25
Redevances	5,74	3,42	0,06	0,05
Transport et fluidification ²⁾	2,59	2,81	0,11	0,15
Charges d'exploitation	17,96	15,19	1,26	1,14
Taxes à la production et impôts miniers	0,42	0,55	(0,01)	0,03
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	46,41	32,13	3,05	1,88
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(2,00)	2,62	-	0,39
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	44,41	34,75	3,05	2,27

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 34,54 \$ le baril pour le premier trimestre (31,09 \$ le baril en 2013).

Au cours du premier trimestre, le prix net opérationnel moyen pour le pétrole brut, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a augmenté de 14,28 \$ le baril par rapport à celui de 2013, surtout grâce à la hausse des prix de vente, en partie contrebalancée par l'accroissement des charges d'exploitation. La hausse des prix de vente concorde avec le rétrécissement de l'écart WTI-WCS et la dépréciation du dollar canadien. Quant à l'accroissement des charges d'exploitation, il s'explique principalement par la hausse du prix du gaz naturel, qui cadre avec celle du prix de référence AECO.

L'incidence de la hausse du prix du gaz naturel sur les charges d'exploitation, qui a compté pour 1,38 \$ par baril de l'accroissement de 2,77 \$ par baril des charges, a été largement neutralisée par l'avantage que représente la même hausse des prix sur les produits tirés du gaz naturel, qui ont augmenté en conséquence. Au total, les produits tirés du gaz naturel ont en effet progressé de 48 M\$, tandis que l'augmentation des charges d'exploitation imputable au coût du carburant s'est limitée à 27 M\$.

Le prix net opérationnel moyen obtenu sur le gaz naturel, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a augmenté pour sa part de 1,17 \$ le kpi³. Cette augmentation est principalement attribuable à 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 31 mars		
	2014	Variation	2013
Production de pétrole brut (kb/j)	400	(4) %	416
Pétrole brut lourd	195	(1) %	197
Produits raffinés (kb/j)	420	(4) %	439
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	87	(4) %	91

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

Au premier trimestre de 2014, des activités de maintenance et des révisions prévues au calendrier ont été réalisées aux deux raffineries de la société, ce qui a entraîné une diminution de la production de pétrole brut et de produits raffinés ainsi que du taux d'utilisation du brut. Au premier trimestre de 2013, la raffinerie de Borger n'avait subi aucune révision importante.

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⁾

	T1 2014	T4 2013	T1 2013
Prix du pétrole brut (\$ US/b)			
Brent			
Moyenne	107,90	109,35	112,65
Fin de la période	107,76	110,80	110,02
WTI			
Moyenne	98,68	97,46	94,37
Fin de la période	101,58	98,42	97,23
Écart moyen Brent/WTI	9,22	11,89	18,28
WCS ²⁾			
Moyenne	75,55	65,26	62,41
Fin de la période	80,71	74,80	82,71
Écart moyen WTI/WCS	23,13	32,20	31,96
Prix moyen des condensats (C5 à Edmonton)	102,64	94,22	107,24
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	(3,96)	3,24	(12,87)
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	(27,09)	(28,96)	(44,83)
Moyenne des prix des produits raffinés (\$ US/b)			
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	113,04	103,52	118,01
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	125,83	121,98	129,46
Moyenne des marges de craquage du WTI 3-2-1 des raffineries (\$ US/b)			
Chicago	18,55	12,29	27,53
Groupe 3	17,41	10,66	27,93
Moyenne des prix du gaz naturel			
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	4,76	3,15	3,08
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³)	4,94	3,60	3,34
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/kpi ³)	0,60	0,59	0,27
Taux de change (\$ US/\$ CA)			
Moyenne	0,906	0,953	0,992

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 83,39 \$ CA au premier trimestre de 2014 (62,91 \$ CA en 2013).

Prix de référence – pétrole brut

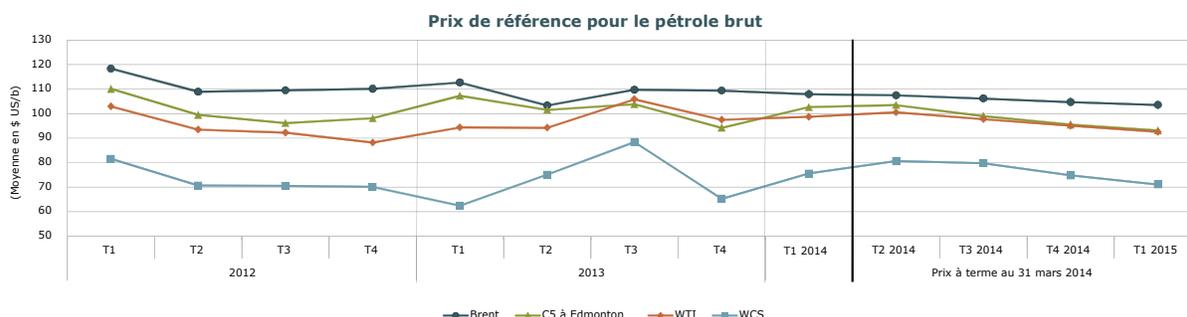
Le prix de référence du Brent est un bon indicateur des prix du pétrole brut mondiaux et indique mieux que le WTI, selon Cenovus, les variations des prix des produits raffinés intérieurs. Au premier trimestre de 2014, le prix moyen du pétrole brut Brent a diminué de 4,75 \$ US le baril par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La baisse des prix durant le trimestre s'explique par le 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. Au premier trimestre de 2013, le prix du brut Brent avait été plus élevé, car l'économie américaine était en plein essor et l'offre en provenance de l'Iran était incertaine.

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 considérablement rétréci au premier trimestre. 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 en 2013 en raison de la vive croissance de l'offre intérieure aux États-Unis, qui a permis aux raffineries de la côte du golfe d'avoir accès au brut WTI et a eu un effet à la baisse sur l'escompte appliqué au prix de référence du WTI.

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 a rétréci de 8,83 \$ US le 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 par l'utilisation accrue de la capacité de transport offerte par les pipelines anciens et nouveaux, ce qui a amélioré l'accès des raffineries américaines à la production grandissante de brut en provenance de l'Alberta.

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 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 ont diminué de 4,60 \$ US le baril au premier trimestre par rapport aux prix de 2013 pour les raisons évoquées ci-dessus qui expliquent la baisse du prix du Brent de référence. Enfin, l'écart WCS-condensats s'est rétréci de 17,74 \$ US le baril au premier trimestre par rapport à 2013, principalement par suite de l'augmentation du prix de référence du WCS.



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 marges de craquage moyennes sur le marché intérieur des États-Unis, à Chicago, et sur le marché du groupe 3 ont chuté au premier trimestre par rapport à 2013, principalement à cause du raffermissement des prix du WTI lorsque les problèmes de congestion ont été résolus 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 établis selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.



Autres prix de référence

Au cours du premier trimestre de 2014, les prix moyens du gaz naturel ont augmenté considérablement par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison des températures hivernales anormalement basses, qui ont occasionné de vastes ponctions sur les stocks de gaz naturel.

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 premier trimestre de 2014, le dollar canadien s'est incliné de 0,09 \$ devant le dollar américain par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent à cause du 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 au premier trimestre de 2014 par rapport à celui de 2013 a eu pour effet d'accroître de 431 M\$ US les produits de la période à l'étude.

RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats financiers consolidés

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

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2014	2013				2012			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Produits des activités ordinaires	5 012	4 747	5 075	4 516	4 319	3 724	4 340	4 214	4 564
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation^{1), 2)}	1 169	976	1 153	1 125	1 214	966	1 314	1 081	1 090
Flux de trésorerie¹⁾	904	835	932	871	971	697	1 117	925	904
dilués par action	1,19	1,10	1,23	1,15	1,28	0,92	1,47	1,22	1,19
Résultat d'exploitation¹⁾	378	212	313	255	391	(188)	432	284	340
dilué par action	0,50	0,28	0,41	0,34	0,52	(0,25)	0,57	0,37	0,45
Résultat net	247	(58)	370	179	171	(117)	289	397	426
de base par action	0,33	(0,08)	0,49	0,24	0,23	(0,15)	0,38	0,53	0,56
dilué par action	0,33	(0,08)	0,49	0,24	0,23	(0,15)	0,38	0,52	0,56
Dépenses d'investissement³⁾	829	898	743	706	915	978	830	660	900
Dividendes en numéraire par action	202	183	182	183	184	167	166	166	166
	0,2662	0,242	0,242	0,242	0,242	0,22	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 premier trimestre, les produits des activités ordinaires ont monté de 693 M\$, ou 16 %, par rapport à ceux de 2013.

(en millions de dollars)

Produits des activités ordinaires du trimestre clos le 31 mars 2013	4 319
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :	
Sables bitumineux	371
Hydrocarbures classiques	129
Raffinage et commercialisation	312
Activités non sectorielles et éliminations	(119)
Produits des activités ordinaires du trimestre clos le 31 mars 2014	5 012

Les produits en amont ont augmenté de 33 % du fait de la hausse des prix de vente du pétrole brut fluidifié et du gaz naturel et de 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 11 %, parce que les produits tirés des ventes à des tiers effectuées dans le but d'acquérir une meilleure souplesse en matière d'activités d'exploitation ont eux-mêmes augmenté sous l'effet de la hausse des prix du pétrole brut et du gaz naturel et de l'accroissement des volumes achetés. Les produits tirés des activités de raffinage ont reculé par suite de la baisse des prix des produits raffinés et de la réduction de la production de produits raffinés; le déclin a été en partie compensé par la dépréciation du dollar canadien.

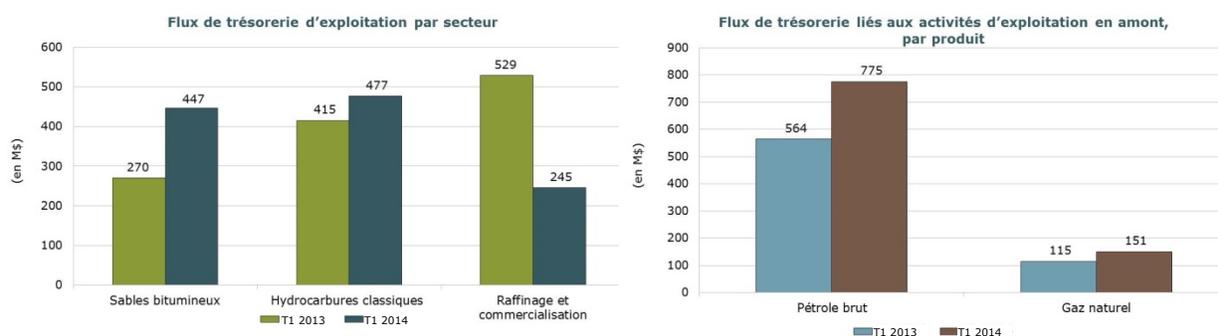
Enfin, les produits tirés du secteur Activités non sectorielles et éliminations se rapportent aux ventes et aux produits d'exploitation qui s'effectuent entre les secteurs; ils sont comptabilisés aux prix de cession interne, eux-mêmes établis en fonction des prix en vigueur sur le marché.

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.

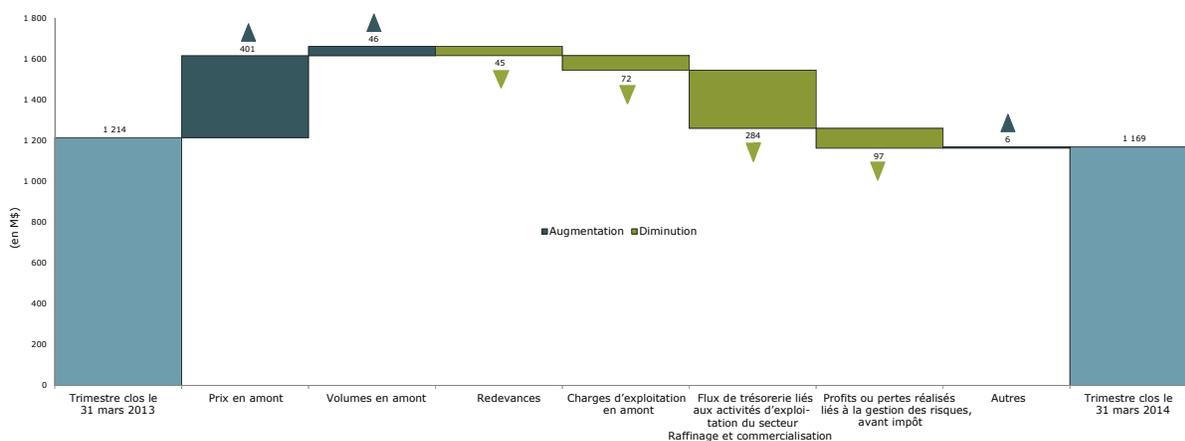
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

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 31 mars	
	2014	2013
Produits des activités ordinaires	5 253	4 441
(Ajouter) déduire :		
Produits achetés	2 820	2 277
Frais de transport et de fluidification	653	558
Charges d'exploitation	574	440
Taxe sur la production et impôts miniers	7	10
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	30	(58)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 169	1 214



Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour le trimestre clos le 31 mars 2014 par rapport au trimestre clos le 31 mars 2013



Comme le montre le graphique ci-dessus, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont diminué de 4 %; les facteurs suivants sont à l'origine de cette baisse :

- le recul de 284 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation, imputable essentiellement à la diminution des marges de craquage, à la hausse des coûts du pétrole brut lourd alimentant les raffineries et à la production moindre de produits raffinés qui s'explique par les activités de maintenance et les révisions effectuées aux deux raffineries durant le trimestre;
- les pertes réalisées liées à la gestion des risques avant impôt de 35 M\$, exclusion faite du secteur Raffinage et commercialisation, contre des gains de 62 M\$ en 2013;

- l'accroissement de 68 M\$ des charges d'exploitation liées au pétrole brut principalement dû à l'augmentation des coûts du carburant qui cadre avec la hausse des prix du gaz naturel AECO. 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. Exprimée en dollars par baril, la charge d'exploitation liée au pétrole brut a monté de 2,77 \$ et s'est chiffrée à 17,96 \$ le baril, une portion de 1,38 \$ de cette augmentation étant imputable à la hausse des prix du gaz naturel.

Le recul des flux de trésorerie a été en partie compensé par les facteurs suivants :

- la hausse de 35 % du prix de vente moyen du brut, qui s'est chiffré à 73,12 \$ le baril, et celle de 38 % du prix de vente moyen du gaz naturel, qui a atteint 4,47 \$ le kpi³;
- l'accroissement de 7 % des volumes de vente du pétrole brut.

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 31 mars	
	2014	2013
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	457	895
(Ajouter) déduire :		
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(42)	(34)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(405)	(42)
Flux de trésorerie	904	971

Au premier trimestre de 2014, les flux de trésorerie ont reculé de 67 M\$ à cause de la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et d'une baisse de 25 M\$ des produits d'intérêts, cette dernière s'expliquant principalement par l'encaissement de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise en décembre 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 31 mars	
	2014	2013
Résultat avant impôt sur le résultat	358	294
Ajouter (déduire) :		
(Profits) pertes latents liés à la gestion des risques ¹⁾	(26)	230
(Profits) pertes de change latents autres que d'exploitation ²⁾	196	47
Résultat d'exploitation avant impôt sur le résultat	528	571
Charge d'impôt sur le résultat	150	180
Résultat d'exploitation	378	391

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.

Outre les variations abordées plus haut à la rubrique portant sur les flux de trésorerie, le résultat d'exploitation a diminué de 13 M\$ au premier trimestre, recul qui s'explique principalement par une charge liée aux primes d'intéressement à long terme hors trésorerie comptabilisée en 2014, comparativement à un recouvrement en 2013. La diminution du résultat d'exploitation a été en partie neutralisée par les facteurs suivants :

- des gains de change latents liés à des éléments d'exploitation de 53 M\$, comparativement à des pertes de 3 M\$ en 2013;
- une baisse de 30 M\$ de la charge d'impôt sur le résultat, redevable principalement à la diminution de l'impôt différé aux États-Unis.

Résultat net

(en millions de dollars)

Résultat net du trimestre clos le 31 mars 2013	171
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹⁾	(45)
Activités non sectorielles et éliminations :	
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques	256
Profit (perte) de change latent	(93)
Charges ²⁾	(55)
Amortissement et épuisement	1
Impôt sur le résultat	12
Résultat net du trimestre clos le 31 mars 2014	247

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

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

Compte tenu des variations analysées plus haut dans les rubriques sur les flux de trésorerie et le résultat d'exploitation, le résultat net a augmenté de 44 % au cours du premier trimestre, principalement grâce aux profits latents de 26 M\$ liés à la gestion des risques, alors qu'en 2013, la société avait comptabilisé à ce titre des pertes de 230 M\$. Cette hausse a été en partie annulée par une perte de change latente de 196 M\$ sur la dette à long terme comptabilisée au cours du trimestre à l'étude, comparativement à des pertes de 47 M\$ en 2013 sur la dette à long terme et l'effet à recevoir lié à la coentreprise, différence occasionnée par la dépréciation du dollar canadien.

Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Sables bitumineux	527	537
Hydrocarbures classiques	270	338
Raffinage et commercialisation	23	25
Activités non sectorielles	9	15
Dépenses d'investissement	829	915
Acquisitions	1	3
Sorties d'actifs	(2)	(1)
Dépenses d'investissement, montant net¹⁾	828	917

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

Au premier trimestre, 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 279 puits de forage stratigraphique bruts.

Les dépenses d'investissement 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 de gérer ses dépenses consacrées au gaz naturel en réaction à la faiblesse des prix de celui-ci.

Les dépenses d'investissement du secteur Raffinage et commercialisation étaient axées 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.

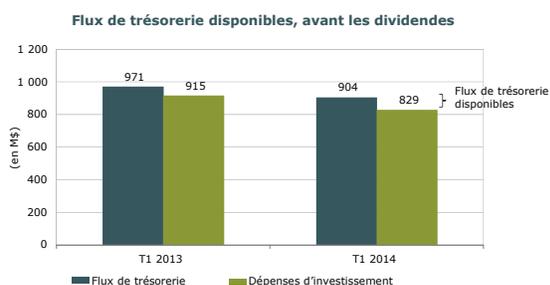
Ce processus de répartition des capitaux comporte l'évaluation de toutes les possibilités à l'aide de critères rigoureux ainsi que l'atteinte des objectifs de Cenovus en ce qui a trait au maintien d'une structure financière prudente et souple et d'une situation financière vigoureuse qui lui permettent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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Flux de trésorerie ¹⁾	904	971
Dépenses d'investissement (capitaux engagés et capital-développement)	829	915
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	75	56
Dividendes versés	202	184
	(127)	(128)

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 avarié, 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 avarié.

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 31 mars	
	2014	2013
Sables bitumineux	1 209	838
Hydrocarbures classiques	786	657
Raffinage et commercialisation	3 258	2 946
Activités non sectorielles et éliminations	(241)	(122)
	5 012	4 319

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

- la production à Christina Lake s'est accrue de 48 % et a atteint 65 738 barils par jour en moyenne, principalement parce que la phase E a approché le plein rendement au cours du premier trimestre de 2014;
- la production moyenne s'est établie à 54 706 barils par jour à Foster Creek;
- la société a reçu l'autorisation des organismes de réglementation à l'égard d'une exploitation commerciale par DGMV de 180 000 barils par jour relativement à son projet Grand Rapids;
- le programme hivernal a permis le forage de 279 puits de forage stratigraphique bruts.

Sables bitumineux – pétrole brut

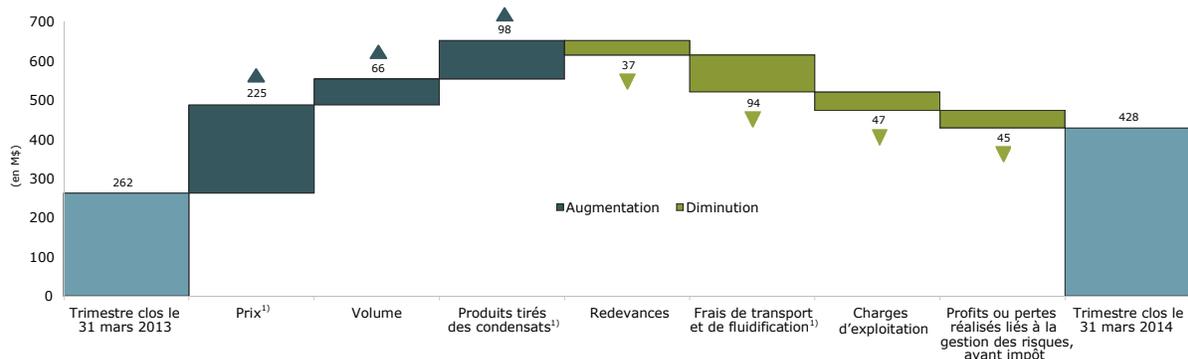
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Chiffre d'affaires brut	1 230	841
Déduire : redevances	51	14
Produits des activités ordinaires	1 179	827
Charges		
Transport et fluidification	559	465
Activités d'exploitation	170	123
(Profit) perte lié à la gestion des risques	22	(23)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation¹⁾	428	262
Dépenses d'investissement	525	536
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	(97)	(274)

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.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour le trimestre clos le 31 mars 2014 par rapport au trimestre clos le 31 mars 2013



1) Les produits des activités ordinaires tiennent compte de la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd. Les coûts des condensats sont comptabilisés dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut exclut l'incidence des condensats achetés.

Produits des activités ordinaires

Prix

Au premier trimestre, le prix de vente moyen du pétrole brut s'est situé à 65,19 \$ le baril, soit 48 % 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 35 % et s'est chiffré à un escompte de 4,90 \$ US le baril (7,51 \$ 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 premier trimestre, 53 839 barils par jour de la production à Christina Lake ont été vendus à titre de CDB (37 635 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 31 mars		
	2014	Variation	2013
Foster Creek	54 706	(2) %	55 996
Christina Lake	65 738	48 %	44 351
	120 444	20 %	100 347

Conformément aux attentes, la production à Foster Creek s'est chiffrée en moyenne à 54 706 barils par jour au premier trimestre de 2014. 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, où se forment des chambres de vapeur communes dans les zones visées par les phases initiales du projet. La société a recours à de nouveaux procédés d'exploitation pour 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 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. Elle reste convaincue de l'ampleur globale du gisement. 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 par suite de l'exploitation à plein rendement de la phase D en 2013 et du fait que la phase E a presque fonctionné à plein rendement en 2014.

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 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. La proportion du coût des condensats recouvré a donc augmenté au premier 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.

Les redevances ont augmenté de 37 M\$ au premier trimestre de 2014, principalement par suite de la hausse des prix réalisés à Foster Creek et à Christina Lake. À cause de cette progression, le calcul des redevances à Foster Creek a été effectué en fonction du résultat net au premier trimestre de 2014, alors qu'en 2013 il reposait sur les produits bruts.

Taux de redevance réel

(en pourcentage)	Trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Foster Creek	8,1	2,9
Christina Lake	7,1	5,7

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont monté de 94 M\$, soit 20 %. La hausse des coûts liés à la fluidification est imputable surtout à l'augmentation de la production et à l'accroissement du coût des condensats. Quant aux frais de transport, ils se sont chiffrés à 4 M\$ de moins qu'au trimestre correspondant en raison des volumes expédiés par le réseau pipelinier de Trans Mountain, ce qui a permis de réduire la quote-part nette des frais de transport revenant à Cenovus, ainsi que de la réduction des ventes réalisées sur le marché intérieur aux États-Unis, qui entraînent des frais plus élevés.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier trimestre de 2014 ont été les coûts liés au carburant, à la main-d'œuvre et aux reconditionnements. Au total, les charges d'exploitation ont augmenté de 47 M\$, soit 2,43 \$ par baril.

Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Trimestres clos les 31 mars		
	2014	Variation	2013
Foster Creek			
Carburant	5,45	87 %	2,91
Autres coûts	13,64	23 %	11,12
Total	19,09	36 %	14,03
Christina Lake			
Carburant	4,83	31 %	3,69
Autres coûts	8,47	(8) %	9,24
Total	13,30	3 %	12,93

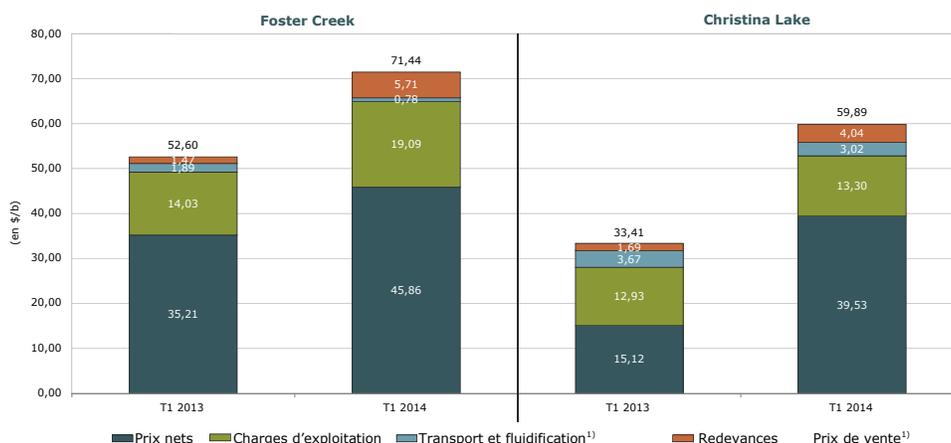
À Foster Creek, les charges d'exploitation ont monté de 5,06 \$ par baril, sous l'effet essentiellement d'une augmentation de 1,89 \$ le baril se rapportant à la hausse du prix du gaz naturel. Dans l'ensemble, les charges d'exploitation se sont accrues de 23 M\$ en raison des facteurs suivants :

- l'augmentation de 12 M\$ des coûts du carburant imputable principalement à la montée du prix du gaz naturel qui suivent la hausse du prix de référence AECO;
- l'augmentation des coûts de la main-d'œuvre causée par l'embauche de personnel sur le terrain en prévision de la mise en service de l'expansion de la phase F prévue pour le troisième trimestre de 2014;
- l'intensification des activités de reconditionnement liées à l'entretien des puits.

À Christina Lake, les charges d'exploitation ont augmenté de 0,37 \$ par baril en raison principalement d'une augmentation de 1,64 \$ le baril se rapportant à la hausse du prix du gaz naturel. Les coûts par baril sans rapport avec le carburant ont diminué surtout grâce à l'accroissement des volumes de production. L'augmentation des charges a totalisé 24 M\$ et est imputable aux facteurs suivants :

- l'accroissement de 13 M\$ des coûts du carburant par suite de l'augmentation de la production et la hausse des prix, qui suivent la progression à la hausse du prix de référence AECO pour le gaz naturel;
- l'intensification des activités de reconditionnement liées à l'entretien des puits.

Prix nets opérationnels



1) 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 au premier trimestre, calculé en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification, s'est chiffré à 48,35 \$ le baril à Foster Creek (46,00 \$ le baril en 2013) et à 52,81 \$ le baril à Christina Lake (51,46 \$ le baril en 2013). Les ratios de fluidification varient dans une fourchette approximative de 25 % à 33 %.

Gestion des risques

Au premier trimestre, les activités liées à la gestion des risques ont occasionné des pertes réalisées de 22 M\$ (profits de 23 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 premier trimestre de 2014 qu'au trimestre correspondant de 2013, se chiffrant à 19 Mpi³/j (18 Mpi³/j en 2013). Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 23 M\$ au premier trimestre (4 M\$ en 2013), augmentant sous l'effet de la hausse des prix de vente réalisés pour le gaz.

Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Foster Creek	221	210
Christina Lake	182	175
	403	385
Narrows Lake	47	25
Telephone Lake	52	53
Grand Rapids	11	18
Autres ¹⁾	14	56
Dépenses d'investissement²⁾	527	537

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

Au premier trimestre, à Foster Creek, les dépenses d'investissement ont visé surtout l'expansion des phases F, G et H, le forage de puits de maintien et les projets d'amélioration opérationnelle. Des dépenses ont aussi été consacrées au forage de 145 puits d'exploration stratigraphiques bruts (111 puits bruts en 2013). Les dépenses d'investissement ont été supérieures en raison de la construction des emplacements de puits de la phase F, des travaux liés aux puits forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC} et de l'augmentation du nombre de puits d'exploration stratigraphiques forés.

Toujours au premier trimestre, à Christina Lake, les dépenses d'investissement ont porté surtout sur l'expansion de la phase F, les travaux de construction des emplacements de puits et des installations de la phase E et le forage de puits de maintien. Les dépenses d'investissement ont compris en outre le forage de 51 puits d'exploration stratigraphique bruts (68 puits bruts en 2013). Les dépenses d'investissement ont légèrement augmenté 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.

Enfin, toujours au premier trimestre, les dépenses d'investissement ont augmenté à Narrows Lake, car les travaux techniques, les approvisionnements et la construction de l'usine de la phase A, entamés au troisième trimestre de 2013, se sont poursuivis. Les dépenses d'investissement ont aussi compris le forage de 22 puits d'exploration stratigraphiques bruts (26 puits bruts en 2013).

Nouveaux projets

À Telephone Lake, les dépenses d'investissement ont visé surtout l'ingénierie de base et le projet pilote. Au premier trimestre, les investissements sont restés à peu près au même niveau qu'en 2013 et ont compris le forage de 31 puits stratigraphiques (28 puits en 2013).

À Grand Rapids, les dépenses d'investissement ont porté essentiellement sur le projet pilote. Elles ont diminué au premier trimestre en raison de la diminution des coûts liés à ce projet, mais la diminution a été en partie annulée par le forage de 9 puits stratigraphiques en 2014 (contre un seul en 2013). Le projet pilote a pour objectif de tester la performance du réservoir.

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 stratigraphique au cours de la campagne hivernale.

	Puits de forage stratigraphique bruts		Puits productifs bruts ^{1), 2)}	
	Trimestres clos les 31 mars			
	2014	2013	2014	2013
Foster Creek	145	111	15	1
Christina Lake	51	68	18	5
	196	179	33	6
Narrows Lake	22	26	-	-
Telephone Lake	31	28	-	-
Grand Rapids	9	1	-	-
Autres	21	72	-	-
	279	306	33	6

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

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

3) En outre, 1 puits de service brut a été foré au premier trimestre de 2014 (8 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 production de la phase F devrait commencer au troisième 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.

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 de maintien et aux puits forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC}. 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. La première phase du projet devrait être dotée d'une capacité de production de 45 000 barils bruts par jour, et la production de pétrole devrait commencer en 2017.

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, un projet pilote de DGMV a été entrepris. 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 poursuivre le projet pilote afin de recueillir des renseignements complémentaires sur le réservoir.

La société prévoit investir encore en 2014 des capitaux de 140 M\$ à 160 M\$ environ dans ses nouveaux projets de DGMV; ces capitaux seront surtout consacrés au forage de puits stratigraphiques, à l'ingénierie de base à Telephone Lake et aux coûts liés aux projets pilotes à Telephone Lake et Grand Rapids. À Telephone Lake, la préparation de la demande d'autorisation du projet auprès des organismes de réglementation va bon train; l'approbation devrait être obtenue au deuxième 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 premier trimestre, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux a augmenté de 38 M\$ et a atteint 143 M\$ (105 M\$ en 2013) à cause de l'accroissement des taux d'amortissement et d'épuisement des deux biens de la société imputable à l'augmentation des dépenses d'investissement, à la hausse des coûts de mise en valeur futurs associés au total des réserves prouvées et à l'accroissement des volumes de vente.

HYDROCARBURES CLASSIQUES

Le secteur Hydrocarbures classiques comprend des actifs de pétrole brut et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan qui dégagent des flux de trésorerie prévisibles, à savoir le projet de récupération assistée à l'aide de dioxyde de carbone de Weyburn, les actifs de pétrole lourd de Pelican Lake et les actifs de pétrole avare en cours de mise en valeur situés en Alberta. Le bien Pelican Lake produit du pétrole lourd classique à l'aide de l'injection de polymères. Les actifs établis de ce secteur revêtent une importance stratégique de par leurs réserves de longue durée, leur exploitation stable et la diversité des produits de pétrole brut qui en sont tirés. La 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 premier trimestre de 2014 par rapport à 2013 sont les suivants :

- l'établissement à 76 410 barils par jour de la production moyenne de pétrole brut, soit une diminution de 4 % imputable principalement à la vente du bien de Lower Shaunavon et aux baisses normales de rendement prévues et compensées en partie par la bonne performance des puits horizontaux du sud de l'Alberta associés au programme de forage en cours et à l'accroissement de la production à Pelican Lake;
- l'inscription de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement, de 207 M\$, soit une augmentation de 130 M\$.

En mars, 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 le 1^{er} avril 2014 pour un produit de 36 M\$ avant les ajustements de clôture. Un profit d'environ 17 M\$ devrait être comptabilisé au deuxième trimestre de 2014 relativement à cette cession. Les immobilisations corporelles de 28 M\$ et le passif relatif au démantèlement de 10 M\$ se rapportant à ces biens ont été reclassés au 31 mars 2014 dans les actifs et les passifs détenus en vue de la vente. Au premier trimestre, les biens de Bakken visés par l'accord ont produit en moyenne 396 barils par jour de pétrole brut (773 barils par jour en 2013).

Au premier trimestre de 2013, la société avait conclu avec un tiers non lié un accord visant la vente de son bien de Lower Shaunavon. La vente avait été clôturée en juillet 2013 pour un produit d'environ 240 M\$ avant les ajustements de clôture. Le bien de Lower Shaunavon avait produit en moyenne 4 888 barils par jour au premier trimestre de 2013.

Hydrocarbures classiques – pétrole brut

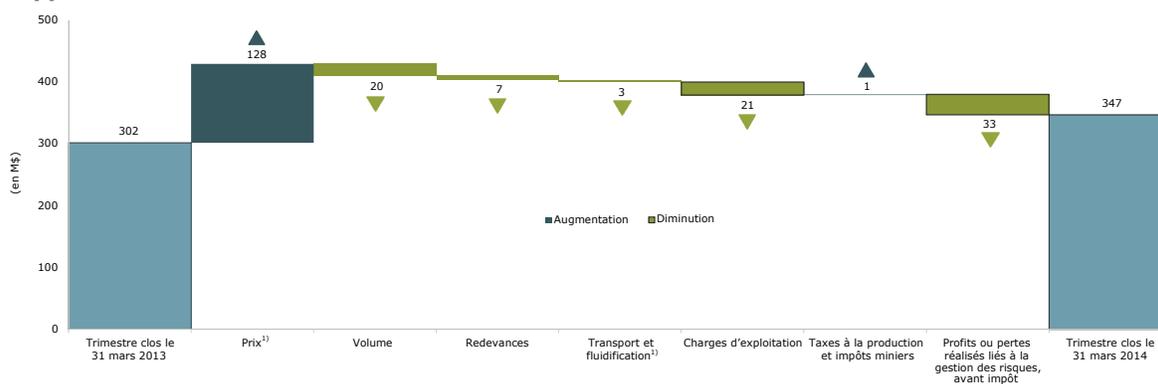
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Chiffre d'affaires brut	651	543
Déduire : redevances	49	42
Produits des activités ordinaires	602	501
Charges		
Transport et fluidification	89	86
Activités d'exploitation	145	124
Taxe sur la production et impôts miniers	8	9
(Profit) perte lié à la gestion des risques	13	(20)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation¹⁾	347	302
Dépenses d'investissement	263	330
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	84	(28)

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

En 2013, l'excédent des dépenses d'investissement sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation a été financé au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation dégagés par les ventes de gaz naturel des secteurs Hydrocarbures classiques et Raffinage et commercialisation.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour le trimestre clos le 31 mars 2014 par rapport au trimestre clos le 31 mars 2013



1) Les produits des activités ordinaires tiennent compte de la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd. Les coûts des condensats sont comptabilisés dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut exclut l'incidence des condensats achetés.

Produits des activités ordinaires

Prix

Au cours du trimestre, le prix de vente moyen du pétrole brut obtenu par la société a augmenté de 28 % pour se chiffrer à 85,38 \$ 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 31 mars		
	2014	Variation	2013
Pelican Lake	24 782	5 %	23 687
Autres biens liés au pétrole lourd	16 017	(4) %	16 712
Total du pétrole lourd	40 799	1 %	40 399
Pétrole léger et moyen	34 598	(10) %	38 508
LGN	1 013	4 %	971
	76 410	(4) %	79 878

La production de pétrole brut a diminué de 4 % en raison essentiellement de la vente du bien de Lower Shaunavon en juillet 2013 et des baisses normales de rendement prévues, facteurs en partie neutralisés par la solide performance des puits horizontaux dans le sud de l'Alberta faisant suite à la campagne de forage en cours, et à l'accroissement de la production à Pelican Lake par suite de la mise en service de plusieurs nouveaux puits intercalaires et aux meilleurs résultats du programme d'injection de polymères. Au premier trimestre de 2013, Lower Shaunavon avait généré une moyenne de 4 888 barils par jour.

Condensats

Les produits des activités ordinaires représentent la valeur totale du pétrole fluidifié vendu et tiennent compte de la valeur des condensats. La valeur totale des condensats est restée à peu près la même au premier trimestre et au trimestre correspondant de 2013.

Redevances

Les redevances ont augmenté de 7 M\$, principalement par suite d'une hausse des prix réalisés et d'un accroissement des volumes de vente à Pelican Lake, en partie contrebalancés par la réduction des volumes de vente de nos autres biens du secteur Hydrocarbures classiques.

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. Aux premiers trimestres de 2014 et de 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 sur lesquels la société détient des droits miniers. 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 premier trimestre, le taux de redevance réel relatif à l'ensemble des biens de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques se chiffrait à 9,1 % (9,2 % en 2013).

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 3 M\$ au premier trimestre de 2014. Les frais de transport ont monté de 3 M\$ sous l'effet surtout de la hausse des coûts associés au transport ferroviaire ayant servi à transporter les volumes de brut léger ou moyen de la société. L'augmentation du coût du transport ferroviaire a été largement compensée par la hausse des prix qui a dans l'ensemble accru les prix nets de la société. Le coût global des condensats est resté le même, comme il est expliqué à la section « Produits des activités ordinaires ».

Charges d'exploitation

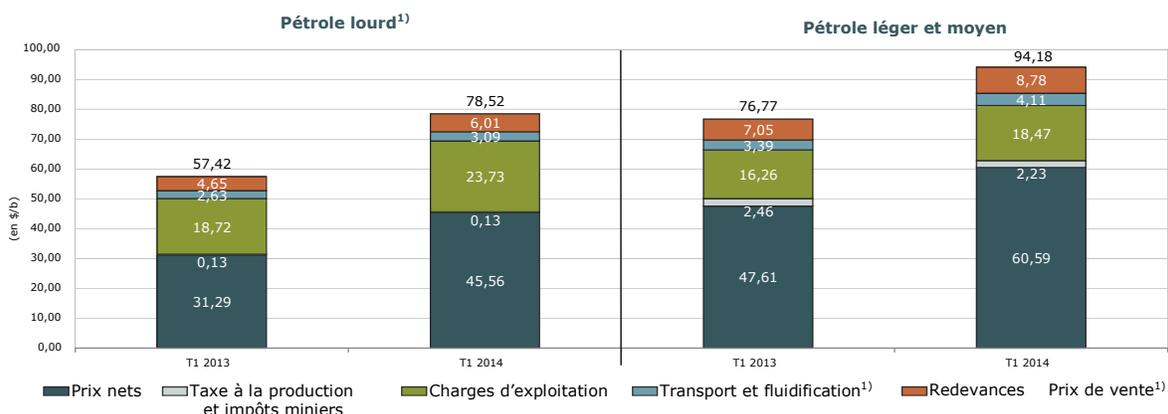
Les principaux éléments déterminants des charges d'exploitation de la société au premier trimestre de 2014 ont été les activités de reconditionnement, les coûts de la main-d'œuvre, l'électricité, les réparations et la maintenance et la consommation de produits chimiques.

Les charges d'exploitation des biens liés au pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques ont augmenté de 3,76 \$ le baril et se chiffrent à 21,06 \$ le baril. L'augmentation totale de 21 M\$ est principalement imputable aux facteurs suivants :

- l'intensification des travaux de reconditionnement et d'entretien et de réparation associés à l'optimisation des puits;
- la hausse des coûts des produits chimiques rattachés à l'utilisation et aux prix des polymères en raison de l'expansion du programme d'injection de polymères à Pelican Lake.

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 de Lower Shaunavon.

Prix nets opérationnels



1) Les prix du pétrole lourd et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats qui sont mélangés au pétrole lourd. Le coût des condensats, calculé en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification, s'est chiffré à 17,56 \$ le baril au premier trimestre (17,93 \$ 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 trimestre ont donné lieu à des pertes réalisées de 13 M\$ (profits de 20 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 31 mars	
	2014	2013
Chiffre d'affaires brut	184	155
Déduire : redevances	3	2
Produits des activités ordinaires	181	153
Charges		
Transport et fluidification	5	7
Activités d'exploitation	49	52
Taxe à la production et impôts miniers	(1)	1
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	(18)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation¹⁾	128	111
Dépenses d'investissement	7	8
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	121	103

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.

Produits des activités ordinaires

Prix

Le prix de vente moyen obtenu par la société pour le gaz naturel a augmenté de 1,21 \$ le kpi³, se chiffrant à 4,46 \$ le kpi³, ce qui cadre avec la hausse du prix de référence AECO pour le gaz naturel.

Production

La production s'est inclinée de 13 % pour se chiffrer à 457 Mpi³ par jour, en raison surtout des baisses normales de rendement prévues et des interruptions temporaires de la production occasionnées par le gel des têtes de puits lui-même causé par le froid.

Redevances

Les redevances ont légèrement augmenté en raison de la hausse des prix, et ce, malgré des baisses de production. Le taux de redevance moyen pour le premier trimestre s'est chiffré à 1,3 % (1,6 % en 2013). La plus grande partie de la production de gaz naturel provient de terrains en propriété inconditionnelle, de sorte que la société comptabilise des impôts miniers au poste Taxe sur la production et impôts miniers.

Charges

Charges d'exploitation

Les principaux éléments déterminants des charges d'exploitation de la société au premier trimestre de 2014 ont été les taxes foncières et les coûts de location, de la main-d'œuvre et des activités de réparation et de maintenance. Les charges d'exploitation ont décliné de 3 M\$ au premier trimestre surtout par suite d'une diminution des coûts de la main-d'œuvre découlant de la réaffectation stratégique aux activités liées au pétrole brut de certains employés auparavant affectés aux activités liées au gaz naturel.

Gestion des risques

Au premier trimestre de 2014, les contrats sur le gaz naturel n'ont donné lieu à aucun profit ou perte réalisé. Les activités liées à la gestion des risques du premier trimestre de 2013 avaient donné lieu à des profits réalisés de 18 M\$, ce qui cadrait avec le fait que les prix fixés par contrat avaient été supérieurs aux prix de référence moyens.

Hydrocarbures classiques – dépenses d'investissement¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Pelican Lake	71	140
Autres biens liés au pétrole lourd	35	32
Pétrole léger et moyen	157	158
Gaz naturel	7	8
	270	338

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

Au premier trimestre de 2014, les dépenses d'investissement étaient constituées essentiellement de capitaux consacrés à la mise en valeur de pétrole avarié et aux travaux de construction des installations, de même qu'au forage intercalaire, aux investissements de maintien et aux mises à niveau associées 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)	Trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Pétrole brut	52	78
Remises en production	223	293
Puits d'exploration stratigraphiques bruts	13	9
Autres ¹⁾	16	26

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 essentiellement les puits de mise en valeur de méthane de houille de l'Alberta à faible risque. La société a multiplié les forages de puits d'exploration stratigraphiques bruts au premier trimestre de 2014 afin d'évaluer plus précisément ses gisements de pétrole avarié en Alberta.

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 se situent dans une fourchette de 540 M\$ à 590 M\$ et visent la mise en valeur de pétrole avarié et les travaux de construction d'installations.

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. La société est d'avis que cette méthode de calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement attribuée à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées.

Au premier trimestre, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques a diminué de 47 M\$ et s'est établie à 252 M\$ (299 M\$ en 2013) en raison de la réduction du taux d'amortissement

et d'épuisement moyen et de la diminution des volumes de vente imputable principalement à la vente du bien Lower Shaunavon en juillet 2013.

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 premier trimestre de 2014, par rapport à 2013, les principaux facteurs visant le secteur Raffinage et commercialisation sont les suivants :

- le recul de la production de produits raffinés par suite des activités de maintenance et des révisions prévues qui ont eu lieu aux deux raffineries en 2014;
- l'approbation d'un projet de décongestion pour la raffinerie de Wood River;
- la diminution de 54 % des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui se sont chiffrés à 245 M\$, surtout à cause de la baisse des marges de craquage, de la hausse des coûts d'alimentation des raffineries et de la réduction de la production de produits raffinés.

Exploitation des raffineries¹⁾

	Trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Capacité liée au pétrole brut²⁾ (kb/j)	460	457
Production de pétrole brut (kb/j)	400	416
Pétrole brut lourd	195	197
Pétrole léger ou moyen	205	219
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	87	91
Produits raffinés (kb/j)	420	439
Essence	215	225
Distillats	130	133
Autres	75	81

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

2) La capacité nominale officielle 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 premier trimestre de 2014, la production de pétrole brut et celle de produits raffinés ont diminué en raison des activités de maintenance et des révisions prévues qui ont été effectuées aux deux raffineries. Au premier trimestre de 2013, aucune révision importante n'avait eu lieu à la raffinerie de Borger. Même si la production totale de produits raffinés a reculé, les proportions relatives d'essence, de distillats et d'autres produits raffinés sont restées à peu près les mêmes.

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

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Produits des activités ordinaires	3 258	2 946
Produits achetés	2 820	2 277
Marge brute	438	669
Charges		
Charges d'exploitation ¹⁾	198	136
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(5)	4
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation²⁾	245	529
Dépenses d'investissement	23	25
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement y afférentes	222	504

1) En 2013, les frais relatifs aux activités de recherche ont été sortis des charges d'exploitation et reclassés dans les frais de recherche.

2) 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 231 M\$, ou 35 %, au premier trimestre de 2014, en raison des facteurs suivants : le recul sur le marché des marges de craquage qui coïncide avec le rétrécissement de l'écart entre le Brent et le WTI; l'accroissement des coûts d'alimentation en pétrole brut lourd qui cadre avec la hausse du prix du WCS; et la diminution de la production de produits raffinés par suite des activités de maintenance et des révisions prévues qui ont eu lieu aux deux raffineries en 2014.

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 premier trimestre de 2014, le coût associé aux NIR s'est chiffré à 26 M\$, soit à peu près autant qu'au trimestre correspondant de 2013, où il s'était établi à 24 M\$. 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 premier trimestre de 2014 ont été la maintenance, la main-d'œuvre, les services publics et les fournitures. Les charges d'exploitation ont augmenté de 46 % en 2014, principalement à cause de l'augmentation du coût des services publics qui découle de la hausse des prix du gaz naturel et de l'électricité, ainsi que des coûts plus élevés liés aux activités de maintenance et aux révisions prévues effectuées pendant le trimestre.

Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Raffinerie de Wood River	11	13
Raffinerie de Borger	12	12
	23	25

Les dépenses d'investissement engagées au cours du premier trimestre de 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 trimestre, Cenovus a donné son 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. Au premier trimestre, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Raffinage et commercialisation a diminué de 7 M\$ pour s'établir à 39 M\$ (32 M\$ en 2013), 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 premier trimestre ont donné lieu à des profits latents de 26 M\$, avant impôt (pertes latentes de 230 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 31 mars	
	2014	2013
Frais généraux et frais d'administration	109	83
Charges financières	130	123
Produits d'intérêts	(2)	(27)
(Profit) perte de change, montant net	147	52
Frais de recherche	2	3
Autre (produit) perte, montant net	(1)	2
	385	236

Charges

Frais généraux et frais d'administration

Au premier trimestre de 2014, les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été la main-d'œuvre, la location de bureaux et les primes d'intéressement à long terme. Les frais généraux et frais d'administration ont augmenté de 26 M\$ à cause de l'augmentation des primes d'intéressement à long terme, qui s'explique par la variation du cours de l'action ordinaire 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 supérieures de 7 M\$ à celles de 2013 à cause des intérêts plus élevés sur la dette à long terme découlant de la dépréciation du dollar canadien et en raison du montant plus élevé de la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement. La hausse a été compensée en partie par la baisse des intérêts sur l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise, dont le solde a continué de faire l'objet de remboursements. Le 28 mars 2014, la société a exercé son droit de régler par anticipation le solde résiduel et les intérêts courus à payer aux termes de l'apport à la coentreprise à payer, dont le montant net imputable à Cenovus se chiffrait alors à 1,4 G\$ US. Pour financer ce paiement anticipé, la société a employé le produit net d'environ 1,4 G\$ US reçu en décembre 2013 du coentrepreneur qui avait choisi de régler par anticipation l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise.

Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus, compte non tenu de l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains, était de 5,1 % au premier trimestre (5,3 % en 2013).

Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
(Profit) perte de change latent	143	50
(Profit) perte de change réalisé	4	2
	147	52

La majorité des pertes de change latentes du premier trimestre de 2014 avait trait à la conversion de la dette libellée en dollars américains et s'explique par la dépréciation du dollar canadien au 31 mars 2014.

Amortissement et épuisement

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 à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend des dotations au titre d'actifs non sectoriels comme le matériel informatique, les améliorations locatives et le mobilier de bureau. Cette dotation s'est chiffrée à 20 M\$ au premier trimestre, soit à peu près le même montant qu'en 2013, où elle s'était établie à 19 M\$.

Charge d'impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Charge d'impôt exigible		
Canada	43	30
États-Unis	32	54
Total de la charge d'impôt exigible	75	84
Charge d'impôt différé	36	39
	111	123
Taux d'imposition effectif	31 %	42 %

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.

Au premier trimestre de 2014, la charge d'impôt exigible a diminué de 9 M\$ par rapport à 2013, en grande partie en raison de la modification des sources de produits. La charge d'impôt différé a pour sa part diminué de 3 M\$ par rapport à 2013. Une diminution des résorptions de différences temporaires aux États-Unis au cours du trimestre à l'étude a été compensée par le fait que les activités liées à la gestion des risques au Canada ont donné lieu à des profits latents, alors que des pertes avaient été comptabilisées à ce titre en 2013. Étant donné les produits de source américaine prévus pour 2014, il est probable que le solde des pertes d'exploitation nettes aux États-Unis soit utilisé 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 premier trimestre par rapport à celui de 2013 reflète essentiellement le fait que les produits de source américaine ont été moins élevés.

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels Cenovus et ses filiales exercent leurs activités peuvent changer. La société estime que sa charge d'impôt est suffisante.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :		
Activités d'exploitation	457	895
Activités d'investissement	(2 397)	(903)
Flux de trésorerie avant les activités de financement, montant net	(1 940)	(8)
Activités de financement	246	(166)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	57	(8)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(1 637)	(182)
	31 mars 2014	31 décembre 2013
Trésorerie et équivalents de trésorerie	815	2 452

La trésorerie et les équivalents de trésorerie de 815 M\$ au 31 mars 2014 comprenaient 692 M\$ de liquidités appartenant à FCCL Partnership et à WRB Refining LP.

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont décliné de 438 M\$ au premier trimestre de 2014. Cette diminution est principalement imputable au fonds de roulement hors trésorerie qui a varié sous l'effet surtout de l'accroissement des stocks par suite des interruptions survenues aux installations de raffinage au cours du trimestre et de la nécessité de respecter les exigences en matière de contenu des canalisations prévues par les nouveaux engagements de transport par pipeline. Compte non tenu des actifs et des passifs liés à la gestion des risques et des actifs et des passifs détenus en vue de la vente, le fonds de roulement s'élevait à 724 M\$ au 31 mars 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 premier trimestre, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont chiffrés à 2 397 M\$, soit 1 494 M\$ de plus qu'en 2013. Cette augmentation était 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. Pour financer ce paiement anticipé, la société a employé le produit net d'environ 1,4 G\$ US reçu en décembre 2013 du coentrepreneur qui avait choisi de régler par anticipation l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise. Le règlement anticipé de l'effet à payer se traduira par une économie des charges d'intérêts qui auraient été engagées au cours des trois prochaines années.

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. Le 31 mars 2014, la société a versé un dividende de 0,2662 \$ par action (0,242 \$ en 2013). Le dividende versé au premier trimestre a totalisé 202 M\$, contre 184 M\$ en 2013. La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres.

Au premier trimestre, les flux de trésorerie tirés des activités de financement ont augmenté de 412 M\$ par rapport à ceux de 2013, surtout grâce à une augmentation des emprunts à court terme.

La dette à long terme de la société se situait à 5 196 M\$ au 31 mars 2014. Aucun remboursement en capital n'est exigible avant octobre 2019 (1,3 G\$ US). L'augmentation de 199 M\$ de la dette à long terme depuis le 31 décembre 2013 est imputable aux fluctuations des taux de change.

Au 31 mars 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 31 mars 2014 :

(en millions de dollars)	Montant	Échéance
Trésorerie et équivalents de trésorerie	815	Sans objet
Facilité de crédit engagée	2 561	Novembre 2017
Prospectus préalable de base au Canada ¹⁾	1 500	Juin 2014
Prospectus préalable de base aux États-Unis ¹⁾	1 200 \$ US	Juillet 2014

1) Disponibilité assujettie aux conditions du marché.

La 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.

Au 31 mars 2014, aucun billet à moyen terme n'avait été émis aux termes du prospectus préalable au Canada de la société, et une somme de 1,2 G\$ US était toujours inutilisée aux termes du prospectus préalable de base de 3,25 G\$ US aux États-Unis, dont la disponibilité dépend de la conjoncture du marché.

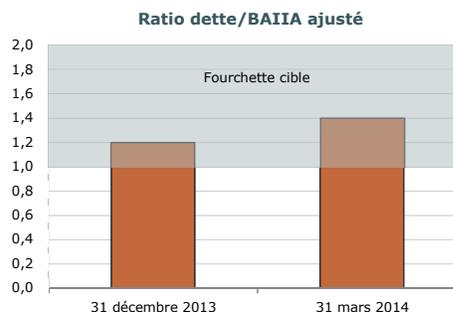
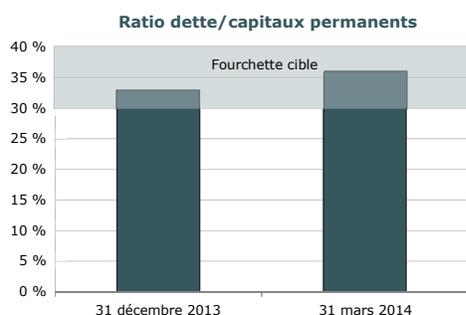
La société a l'intention de déposer un nouveau prospectus préalable au Canada et un nouveau prospectus préalable aux États-Unis avant l'expiration des prospectus en vigueur.

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. Ces ratios sont utilisés pour gérer la dette globale de Cenovus et servent de mesures de la santé financière générale de celle-ci.

	31 mars 2014	31 décembre 2013
Ratio dette/capitaux permanents	36 %	33 %
Ratio dette/BAIIA ajusté (fois)	1,4 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 31 mars 2014, le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/BAIIA ajusté se situaient près du milieu de la fourchette cible. L'élargissement des ratios peut être attribué en partie à l'accroissement de la dette à long terme par suite de la dépréciation du dollar canadien et à l'augmentation des emprunts à court terme. 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 31 mars 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)
31 mars 2014	
Actions ordinaires	756 868
Options sur actions	
DRN	41 299
DAAJ	4 571
DAAJ de remplacement de Cenovus	10
DAAJ de remplacement d'Encana	64
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	
UAR	7 094
UAD	1 263

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. 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 31 mars					
	2014			2013		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	34	(26)	8	(43)	190	147
Gaz naturel	-	1	1	(19)	42	23
Raffinage	(4)	(1)	(5)	4	(2)	2
Électricité	-	-	-	-	-	-
(Profit) perte lié à la gestion des risques	30	(26)	4	(58)	230	172
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat	(7)	7	-	14	(57)	(43)
(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt	23	(19)	4	(44)	173	129

Au cours du premier trimestre 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. Des profits latents ont été comptabilisés en raison de la variation des prix à terme des marchandises en regard des prix en vigueur à la clôture de 2013 et des fluctuations des prix sur les opérations effectuées au cours du trimestre clos le 31 mars 2014, de même que par suite du dénouement de positions réglées. Ces profits latents ont été en partie contrebalancés par l'effet du rétrécissement des écarts à terme entre le pétrole léger et le pétrole lourd.

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

JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE

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

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

Jugements 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 trimestre 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 trimestre 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 de la norme modifiée n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés.

Adoption à venir de nouvelles normes et interprétations

Aucune norme nouvelle ou modification de norme que Cenovus devrait appliquer au cours de périodes futures n'a été publiée au cours du trimestre clos le 31 mars 2014. Une description des normes et des interprétations que la société adoptera pour des périodes futures se trouve dans les notes annexes des états financiers consolidés annuels 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 31 mars 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 stratégie en matière de responsabilité et sa communication d'information tout en cadrant avec ses objectifs et procédés de nature commerciale. À l'avenir, Cenovus verra à ce que la communication de l'information en matière de responsabilité d'entreprise corresponde à cette politique et soit axée sur l'amélioration de la performance. Pour ce faire, elle assurera le suivi et le contrôle 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.

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

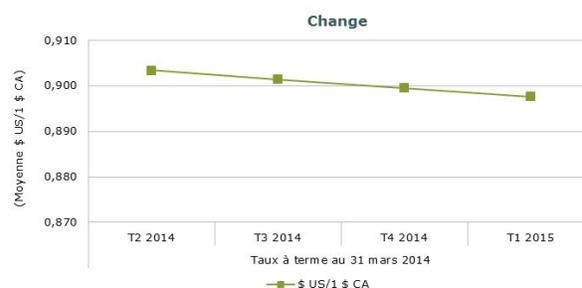
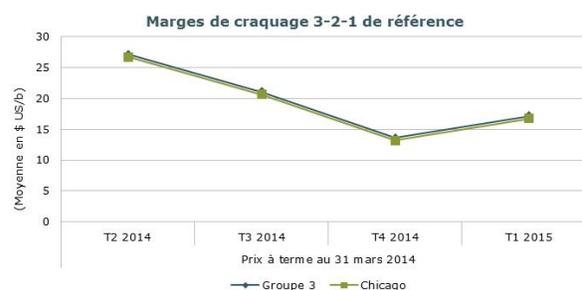
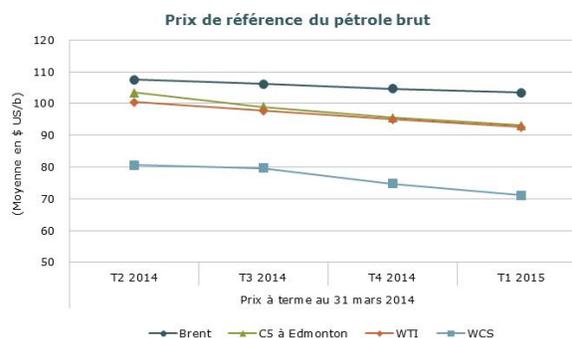
La société poursuit sa progression vers la réalisation de son plan d'affaires en visant une production de pétrole brut nette, y compris la production provenant des activités liées aux hydrocarbures classiques, de plus de 500 000 barils par jour. Pour réaliser ses plans d'expansion, la société prévoit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

Prix des marchandises sous-tendant les résultats financiers

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

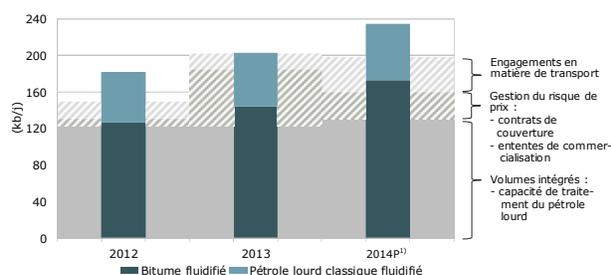
- La société s'attend à ce que les perspectives globales pour les prix du pétrole brut restent étroitement liées à la croissance économique mondiale, au rythme de progression de l'offre en Amérique du Nord et aux interruptions de la production. Les indicateurs économiques laissent entrevoir une amélioration de la croissance de la demande provenant des États-Unis à mesure que les entraves occasionnées par les conditions météorologiques défavorables du premier trimestre de 2014 se dissipent. La croissance de l'offre 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. L'effet de la résurgence sur le marché de la production iranienne pourrait être neutralisé par celui des interventions russes en Crimée. On s'attend généralement à un léger recul des prix du brut Brent en 2014 par rapport à 2013, les évaluations les plus élevées devant se manifester au second semestre de 2014.
- Les écarts Brent-WTI devraient rétrécir par rapport à 2013 à mesure que de nouvelles capacités de transport par pipeline entre Cushing et la côte du golfe du Mexique réduiront la congestion intérieure; le rétrécissement devrait être en partie compensé par l'accroissement des escomptes sur les prix du brut sur la côte du golfe par rapport aux prix du Brent, car la croissance de l'offre de pétrole avare réduit la nécessité de recourir à l'importation et crée occasionnellement de la congestion.
- Les écarts de prix WTI-WCS de 2014 devraient se resserrer par rapport à 2013, car la capacité de transport par pipeline et par chemin de fer compensera largement la croissance de l'offre de brut.
- Les marges de craquage moyennes des raffineries s'affaibliront sans doute par rapport à celles de 2013, principalement à cause du resserrement des écarts entre le Brent et le WTI.
- Les prix du gaz naturel devraient se raffermir par rapport à ceux de 2013 en raison de la réduction des stocks par suite de l'hiver exceptionnellement froid.
- Le taux de change à terme devrait se fixer en moyenne à 0,901 \$ US pour 1 \$ CA au cours des quatre prochains trimestres. La dépréciation du dollar canadien 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 américains 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 », « avoir l'intention de » 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 \$ CA à 91,00 \$ CA/b; NYMEX, 4,25 \$ US à 4,75 \$ US/MBtu; AECO, 3,70 \$ CA à 4,31 \$ CA/GJ; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 12,00 \$ US à 13,00 \$ US; taux de change, 1,00 \$ US/\$ CA; nombre moyen d'actions en circulation, après dilution, environ 782 millions.

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

diverses prises de position en comptabilité, de modifications de règles comptables et de normes comptables, ainsi que leur incidence projetée sur les activités de la société, ses résultats financiers et ses états financiers consolidés; l'évolution de la conjoncture générale de l'économie, des marchés et des affaires; la situation politique et économique des pays dans lesquels Cenovus exerce des activités; les risques de guerre, de menaces terroristes et l'instabilité connexe; les risques liés aux poursuites et aux mesures réglementaires, actuelles et éventuelles, visant Cenovus.

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

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.		