



RAPPORT DE GESTION POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 30 JUIN 2013

TABLE DES MATIÈRES :

APERÇU DE CENOVUS.....	2
FAITS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS DU TRIMESTRE	4
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL	7
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	9
RÉSULTATS FINANCIERS.....	11
SECTEURS À PRÉSENTER	19
SABLES BITUMINEUX.....	20
HYDROCARBURES CLASSIQUES.....	26
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	31
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	34
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	36
GESTION DES RISQUES	38
JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	39
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	42
TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE	42
PERSPECTIVES	42
MISE EN GARDE.....	45
ABRÉVIATIONS.....	46

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société »), daté du 23 juillet 2013, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre clos le 30 juin 2013 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires »), les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2012 et les notes annexes (les « états financiers consolidés ») et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2012 (le « rapport de gestion annuel »). 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 a préparé ce rapport de gestion, et le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») l'a approuvé. 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.

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 opérationnelles, les flux de trésorerie, le résultat opérationnel, les flux de trésorerie disponibles, la dette, les capitaux permanents et le bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté (« BAIIA ajusté »), ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les IFRS et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des mesures supplémentaires pour qu'ils puissent analyser l'information sur la liquidité de Cenovus et la capacité de la société à dégager des fonds pour financer ses activités. Les informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni en substitut des mesures préparées selon les IFRS. La définition de chaque mesure hors PCGR et le rapprochement connexe sont fournis dans les sections « Résultat opérationnel », « Résultats financiers » ou « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

APERÇU DE CENOVUS

Cenovus est une société pétrolière canadienne intégrée dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta, et dont les actions sont négociées à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York. Au 30 juin 2013, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 23 G\$. La société est engagée dans la mise en valeur, la production et la commercialisation du pétrole brut, des liquides du gaz naturel (« LGN ») et du gaz naturel au Canada et elle possède des installations de raffinage aux États-Unis. Au premier semestre de 2013, la production moyenne de pétrole brut et de LGN (ensemble, le « pétrole brut ») de Cenovus a dépassé 175 600 barils par jour, la production moyenne de gaz naturel a été de 540 Mpi³/j et les activités de raffinage ont traité en moyenne 428 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 448 000 barils bruts par jour de produits raffinés.

Stratégie

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

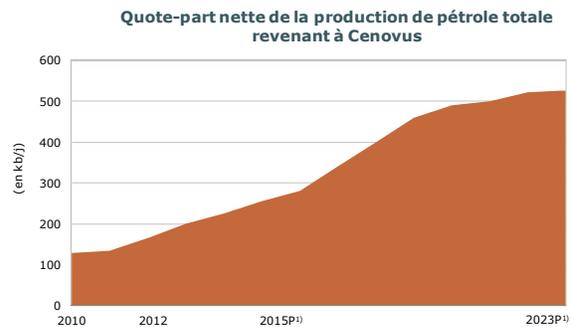
L'approche intégrée de la société permet à Cenovus de profiter de chaque maillon de la chaîne de valeur, de la production jusqu'aux produits finaux de qualité supérieure comme les carburants de transport. Elle repose sur l'ensemble du portefeuille d'actifs de la société :

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

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

Production de pétrole

Cenovus a l'intention de pousser sa production de bitume à quelque 435 000 barils par jour et sa production nette de pétrole brut, y compris les activités liées aux hydrocarbures classiques, à environ 525 000 barils par jour d'ici la fin de 2023. La société axe ses efforts sur la mise en valeur de ses importantes ressources de pétrole brut, principalement celles de Foster Creek, Christina Lake, Pelican Lake, Narrows Lake et Telephone Lake et celles des zones de pétrole avare classique. Les possibilités d'avenir reposent actuellement sur la mise en valeur des terrains dont la société dispose dans la région des sables bitumineux du nord de l'Alberta, et la société poursuivra l'évaluation des nouvelles ressources en forant 350 à 450 puits d'exploration stratigraphiques bruts chaque année au cours des cinq prochains exercices.



1) Capacité de production nette prévue.

Sables bitumineux

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

	Participation (%)	Volumes de production nette du semestre clos le 30 juin 2013 (b/j)	Volumes de production brute du semestre clos le 30 juin 2013 (b/j)	Capacité de production brute actuellement prévue (b/j)
Projets existants				
Foster Creek	50	55 665	111 330	310 000
Christina Lake	50	41 388	82 776	310 000
Narrows Lake	50	-	-	130 000
Nouveaux projets				
Grand Rapids	100	-	-	180 000
Telephone Lake	100	-	-	300 000

Les projets Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake sont situés dans la région de l'Athabasca, dans le nord-est de l'Alberta, et sont exploités par Cenovus.

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

À Christina Lake, les phases A à D sont en production. L'injection de vapeur a commencé à la phase E en juin 2013, et la mise en production a été effectuée à la mi-juillet 2013. Les travaux d'expansion sont en cours aux phases F et G. Au premier trimestre de 2013, Cenovus a déposé une évaluation des incidences environnementales visant la phase H et prévoit recevoir l'autorisation des organismes de réglementation au quatrième trimestre de 2014.

En ce qui a trait au bien Narrows Lake, Cenovus a reçu en mai 2012 l'autorisation des organismes de réglementation concernant les phases A, B et C et, en décembre 2012, l'approbation définitive du partenaire concernant la phase A. La préparation et l'approvisionnement du site sont en cours, et la production devrait pouvoir débuter en 2017.

Grand Rapids et Telephone Lake sont deux des nouveaux projets de Cenovus. Au projet Grand Rapids, situé dans la grande région de Pelican Lake, un projet pilote de DGMV a été entrepris. En décembre 2011, Cenovus a déposé une demande et évaluation des incidences environnementales conjointes visant l'exploitation commerciale par DGMV. L'autorisation des organismes de réglementation devrait parvenir à la société au quatrième trimestre de 2013. Au projet Telephone Lake, situé quant à lui dans la région de Borealis, un projet pilote d'évacuation d'eau a été entrepris au quatrième trimestre de 2012 et devrait être terminé d'ici la fin de 2013. En décembre 2011, Cenovus a déposé une demande et évaluation des incidences environnementales conjointes révisées par suite de l'élargissement de la zone de mise en valeur du projet Telephone Lake; la société prévoit obtenir l'autorisation des organismes de réglementation en 2014.

Dans la région de l'Athabasca se situe aussi le bien Pelican Lake, entièrement détenu par la société. Pelican Lake produit du pétrole lourd à l'aide de l'injection de polymères, et sa capacité de production prévue finale s'élève à 55 000 barils par jour. Au cours du premier semestre de 2013, sa production s'est située en moyenne à 23 824 barils par jour.

Hydrocarbures classiques

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

(en millions de dollars)	Semestre clos le 30 juin 2013	
	Pétrole brut ¹⁾	Gaz naturel
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	486	223
Investissement	320	12
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite de l'investissement	166	211

1) Y compris les LGN.

En Alberta, Cenovus possède des actifs productifs de pétrole brut et de gaz naturel, de même que des actifs de mise en valeur de pétrole aigre. La société utilise par ailleurs la récupération assistée des hydrocarbures à l'aide de dioxyde de carbone à son exploitation de Weyburn, en Saskatchewan.

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 actuelle (kb/i)
Wood River	50	311
Borger	50	146

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

(en millions de dollars)	Semestre clos le 30 juin 2013
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	848
Investissement	51
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite de l'investissement	797

Technologie et environnement

Le développement de technologies joue un rôle décisif dans toutes les facettes de nos activités. La société perfectionne des technologies en vue d'accroître les quantités de pétrole brut qu'il est possible d'atteindre et d'extraire du sol tout en réduisant les quantités d'eau, de gaz naturel et d'électricité consommés dans le cadre de ses activités opérationnelles et en perturbant l'environnement le moins possible. La culture d'entreprise de Cenovus est propice aux idées neuves et aux nouvelles approches, et la société a déjà mis au point des solutions novatrices qui permettent de libérer des ressources auparavant inaccessibles, de réduire éventuellement les coûts 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. Le conseil d'administration a approuvé pour le premier et le deuxième trimestre de 2013 une hausse de 10 % du dividende par rapport aux périodes correspondantes de 2012; le dividende trimestriel s'établit donc à 0,242 \$ par action. En 2012, le dividende annualisé avait été supérieur de 10 % à celui de 2011.

Valeur de l'actif net

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

FAITS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS DU TRIMESTRE

Le deuxième trimestre de 2013 a continué de témoigner du dynamisme de l'approche intégrée de Cenovus. Les prix du pétrole brut en amont ont augmenté de 9 %, principalement par suite du rétrécissement de 16 % de l'écart entre le West Texas Intermediate (« WTI ») et le Western Canadian Select (« WCS »), qui s'est établi en moyenne à 19,16 \$ US le baril pour le trimestre (22,87 \$ US le baril en 2012). La hausse des prix du pétrole brut a contribué à l'augmentation de 10 % des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles en amont. Par contre, si le rétrécissement de l'écart WTI-WCS a fait monter les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles en amont, il a aussi accru le coût du pétrole brut alimentant les raffineries; nos deux raffineries traitent en effet du pétrole brut lourd canadien escompté, ce qui a influé à la baisse sur les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de raffinage. Ces flux de trésorerie ont également subi un recul en raison du traitement de volumes de pétrole brut

moindres par suite de l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur, recul en partie neutralisé par une amélioration des marges de craquage. Dans l'ensemble, l'intégration de nos activités et la croissance de la production de pétrole brut se sont traduites par une augmentation de 4 % du total des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

Comparaison des résultats opérationnels du deuxième trimestre de 2013 par rapport à ceux du deuxième trimestre de 2012

Au deuxième trimestre, la production moyenne de pétrole brut du secteur Sables bitumineux s'est établie à 117 756 barils par jour, en hausse de 15 %, puisque la production de nos trois biens productifs a augmenté. La production moyenne du trimestre à Christina Lake s'est chiffrée à 38 459 barils par jour, soit une hausse de 35 %, car la phase D, qui est la neuvième phase d'expansion exploitant la DGMV, est entrée en production au troisième trimestre de 2012.

Dans le secteur Hydrocarbures classiques, la production moyenne de pétrole brut a été de 53 371 barils par jour. Cette légère augmentation est attribuable à la bonne performance des puits en Alberta, qui a annulé le recul de la production observé en Saskatchewan. La production de pétrole brut de l'Alberta s'est accrue de 7 % et a atteint 32 151 barils par jour en moyenne.

Les installations de raffinage de la société ont traité en moyenne 439 000 barils bruts par jour de pétrole brut (451 000 au deuxième trimestre de 2012), dont 230 000 barils bruts par jour de brut lourd (229 000 au deuxième trimestre de 2012). La production s'est chiffrée à 457 000 barils bruts par jour de produits raffinés, soit une diminution d'environ 16 000 barils bruts par jour, ou 3 %, à cause de l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur.

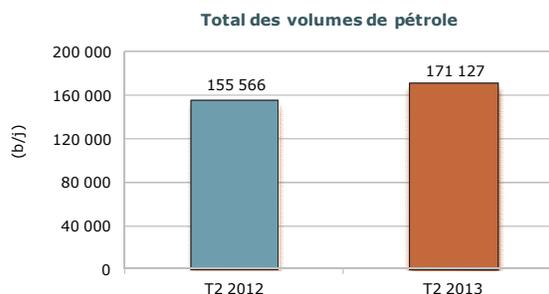
Les autres résultats opérationnels importants du deuxième trimestre par rapport à ceux de 2012 comprennent notamment :

- une première révision prévue a été effectuée à Christina Lake;
- l'injection de vapeur a commencé à la phase E de Christina Lake en juin 2013 et la production a commencé à la mi-juillet 2013;
- la production à Foster Creek s'est élevée en moyenne à 55 338 barils par jour, ce qui signifie une hausse de 7 %, notamment parce que les volumes avaient été limités au deuxième trimestre de 2012 par suite d'une révision complète prévue au calendrier;
- la production à Pelican Lake s'est établie en moyenne à 23 959 barils par jour, ayant progressé de 7 % grâce à l'amélioration de la performance attribuable au programme de forage intercalaire et d'injection de polymères que la société y a mené;
- la production de gaz naturel a diminué de 10 % et s'est établie en moyenne à 536 Mpi³ par jour, ce qui est imputable aux baisses normales de rendement prévues;
- la société a accru ses ventes sur de nouveaux marchés grâce au transport ferroviaire d'environ 7 900 barils par jour jusqu'à la côte est et les États-Unis;
- les coûts de prospection liés aux actifs classiques sont passés de 68 M\$ à 109 M\$ en 2013. En outre, au moment de la conclusion de l'entente visant la vente des actifs de Lower Shaunavon pour une somme de 240 M\$, une perte de valeur de 57 M\$ a été inscrite au poste Charge d'amortissement et d'épuisement.

Comparaison des résultats financiers du deuxième trimestre de 2013 par rapport à ceux du deuxième trimestre de 2012

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 2012.

Le total des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles a augmenté de 4 % pour se chiffrer à 1 119 M\$. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles en amont ont progressé sous l'effet du rétrécissement de l'écart de prix WTI-WCS, de la hausse des prix du gaz naturel et de l'augmentation de la production de pétrole brut; leur avancée a été en partie annulée par une hausse des coûts opérationnels et une baisse des profits réalisés liés à la gestion des risques. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de commercialisation ont reculé par suite de la baisse des volumes de pétrole brut traité et de la hausse du coût du pétrole brut alimentant les raffineries. Les flux de trésorerie ont diminué de 6 % pour se chiffrer à 871 M\$ sous l'effet d'une charge préalable à la prospection et d'une augmentation de l'impôt payé en trésorerie. Le résultat opérationnel s'est chiffré à 255 M\$, soit une baisse de 10 % imputable principalement à l'accroissement de la charge d'amortissement et d'épuisement, dont la plus grande part se rapportait à notre bien de Lower Shaunavon; la baisse a été en partie compensée par la diminution de la charge d'impôt sur le résultat. Pour sa part, le résultat net a reculé de 55 % pour se fixer à



179 M\$, ce qui s'explique essentiellement par la variation des pertes latentes liées à la gestion des risques et au change.

La société a versé un dividende de 0,242 \$ par action pour le deuxième trimestre (0,22 \$ par action en 2012), soit une hausse de 10 % par rapport aux dividendes de 2012, ce qui témoigne de l'engagement constant de la société à verser un dividende à la fois solide et durable à ses actionnaires dans le cadre du rendement total qu'elle leur procure. Les autres faits saillants financiers du deuxième trimestre par rapport à 2012 sont notamment les suivants :

Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires se sont chiffrés à 4 516 M\$, soit une augmentation de 302 M\$, ou 7 %, en raison des facteurs suivants :

- le prix de vente moyen du pétrole brut (compte non tenu des opérations de couverture financière) a monté de 9 % et s'est établi à 69,61 \$ le baril;
- les volumes de vente de pétrole brut ont crû de 8 %;
- le prix de vente moyen du gaz naturel (compte non tenu des opérations de couverture financière) a progressé de 82 % et s'est chiffré à 3,50 \$/kpi³;
- les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont monté grâce à l'augmentation des prix des produits raffinés;
- l'effet de la hausse des volumes des condensats utilisés pour la fluidification a été en partie compensé par la baisse des prix de ces condensats.

L'augmentation des produits des activités ordinaires a été atténuée par les éléments suivants :

- une hausse de 20 % des redevances par suite surtout d'une hausse des volumes de vente et des prix du pétrole brut;
- une baisse de 10 % des volumes de vente du gaz naturel par suite des baisses normales de rendement.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 1 119 M\$, ce qui signifie une augmentation de 41 M\$, ou 4 %, attribuable à ce qui suit :

- les produits en amont ont augmenté sous l'effet de la hausse des prix de vente moyens du pétrole brut et du gaz naturel et de l'accroissement des volumes de production du pétrole brut.

Ce facteur a été compensé en partie par les éléments suivants :

- une augmentation de 78 M\$ des charges opérationnelles en amont causée en partie par l'accroissement de la production de pétrole brut, la montée des coûts du carburant découlant de la hausse du prix de référence du gaz naturel AECO, les reconditionnements effectués à Foster Creek et à Pelican Lake ainsi que les coûts liés à l'électricité découlant à la fois des hausses des prix sur le marché et de la consommation accrue;
- des gains réalisés liés à la gestion des risques en amont de 24 M\$, avant impôt, comparativement à 96 M\$ en 2012;
- la baisse de 31 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation par suite de la diminution des volumes de pétrole brut traités (elle-même causée par l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur), de l'accroissement des coûts de la charge d'alimentation des raffineries découlant du rétrécissement des escomptes sur le pétrole lourd canadien et le pétrole brut intérieur aux États-Unis ainsi que de la hausse des coûts des services publics suivant l'augmentation des prix du gaz naturel; ces facteurs ont été en partie compensés par l'augmentation des marges de craquage.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 706 M\$, soit 7 % de plus qu'en 2012, principalement à cause de l'expansion par phases de l'exploitation des biens liés aux sables bitumineux.

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

Volumes de production de pétrole brut

(en barils par jour)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2013	Variation	2012	2013	Variation	2012
Sables bitumineux						
Foster Creek	55 338	7 %	51 740	55 665	2 %	54 477
Christina Lake	38 459	35 %	28 577	41 388	55 %	26 655
Pelican Lake	23 959	7 %	22 410	23 824	10 %	21 570
Hydrocarbures classiques						
Pétrole lourd	16 284	4 %	15 703	16 497	2 %	16 163
Pétrole moyen et léger	36 137	- %	36 149	37 317	3 %	36 280
LGN ¹⁾	950	(4)%	987	961	(9)%	1 061
Total de la production de pétrole brut	171 127	10 %	155 566	175 652	12 %	156 206

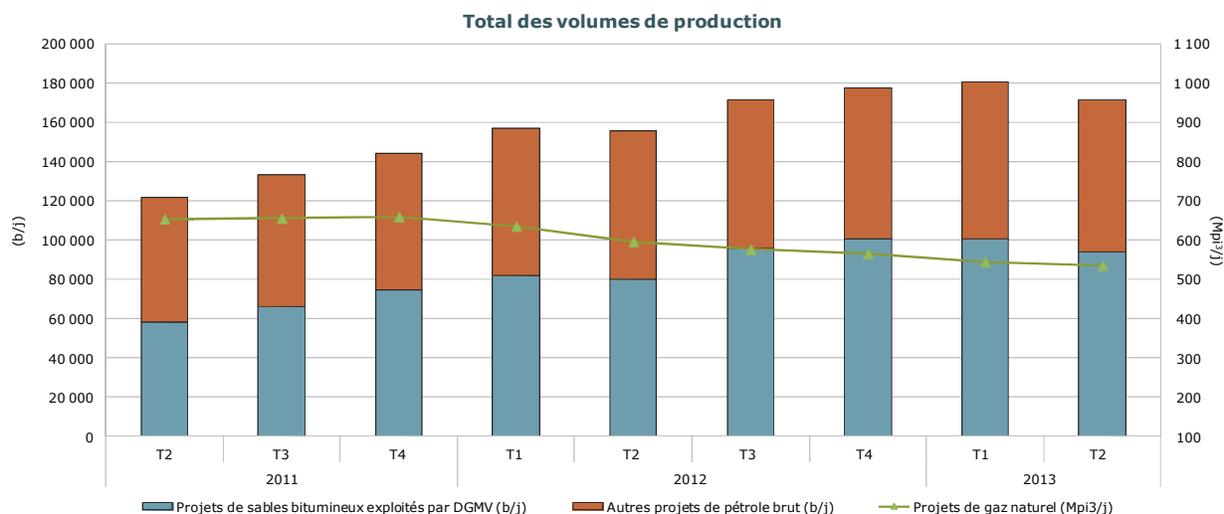
1) Les LGN comprennent les volumes de condensats.

Au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2013, la production de pétrole brut a augmenté, surtout à Christina Lake par suite du démarrage de la phase D au troisième trimestre de 2012. La production du trimestre à Christina Lake a été réduite d'environ 7 600 barils par jour à cause de l'exécution de la première grande révision prévue, qui a entraîné 11 jours d'arrêt complet de la production. La production à Foster Creek a augmenté, car l'exécution d'une révision prévue de 14 jours en 2012 avait réduit la production trimestrielle d'environ 7 400 barils par jour. La révision prévue de Foster Creek en 2013 sera effectuée au second semestre de l'exercice. Quant à la production à Pelican Lake, elle a progressé grâce à l'amélioration de la performance du programme de forages intercalaires et d'injection de polymères. En Alberta, la production de pétrole brut lourd, moyen et léger a été plus importante grâce à la meilleure performance des puits horizontaux découlant du programme de forage en cours.

Volumes de production de gaz naturel

(en Mpi ³ par jour)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Hydrocarbures classiques	512	563	518	579
Sables bitumineux	24	33	22	37
	536	596	540	616

Au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2013, la production de gaz naturel de la société a reculé, comme prévu, par suite de la décision de Cenovus d'affecter les dépenses d'investissement aux biens pétroliers. Étant donné la faiblesse des prix des marchandises, Cenovus a continué de gérer les dépenses d'investissement consacrées au gaz naturel en se concentrant sur les projets dont le taux de rendement est élevé.



Prix nets opérationnels

	Trimestres clos les 30 juin				Semestres clos les 30 juin			
	2013		2012		2013		2012	
	Pétrole brut ¹⁾ (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)	Pétrole brut ¹⁾ (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)	Pétrole brut ¹⁾ (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)	Pétrole brut ¹⁾ (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)
Prix ²⁾	69,61	3,50	63,92	1,92	61,55	3,38	69,26	2,22
Redevances	5,03	0,04	4,67	0,01	4,19	0,05	6,41	0,03
Transport et fluidification ²⁾	2,55	0,08	2,82	0,08	2,69	0,12	2,81	0,11
Charges opérationnelles	17,24	1,16	13,93	0,98	16,18	1,15	14,33	1,03
Taxes à la production et impôts miniers	0,61	(0,01)	0,57	0,02	0,58	0,01	0,58	0,02
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	44,18	2,23	41,93	0,83	37,91	2,05	45,13	1,03
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	0,72	0,18	1,64	1,39	1,71	0,28	(0,07)	1,20
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	44,90	2,41	43,57	2,22	39,62	2,33	45,06	2,23

1) Y compris les LGN.

2) 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 27,83 \$ le baril pour le trimestre clos le 30 juin 2013 (27,93 \$ le baril en 2012) et à 29,52 \$ le baril pour le semestre clos à la même date (29,07 \$ le baril en 2012).

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2013, le prix net opérationnel moyen pour le pétrole brut, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a augmenté de 2,25 \$ le baril par rapport à celui de 2012, surtout grâce à la hausse des prix de vente. Cette augmentation a été en partie annulée par l'accroissement des charges opérationnelles et des redevances. La hausse des prix de vente a concorde avec la hausse des prix de référence, les écarts moyens WTI-WCS ayant rétréci au deuxième trimestre pour s'établir à 19,16 \$ US le baril par rapport à 22,87 \$ US le baril en 2012.

Pour le semestre clos le 30 juin 2013, le prix net opérationnel moyen pour le pétrole brut, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a diminué de 7,22 \$ le baril par rapport à celui de 2012, surtout à cause de la baisse des prix de vente et de la hausse des charges opérationnelles. Cette diminution a été en partie compensée par une réduction des redevances à Foster Creek. La baisse des prix de vente a concorde avec la baisse des prix de référence, les écarts moyens WTI-WCS s'étant élargis au premier semestre pour atteindre 25,56 \$ US le baril par rapport à 22,14 \$ US le baril en 2012.

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 1,40 \$ et de 1,02 \$ le kpi³ au deuxième trimestre et au premier semestre, respectivement. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des prix de vente, qui a été annulée en partie par l'accroissement des charges opérationnelles unitaires découlant de la diminution des volumes de production.

Raffinage¹⁾

	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2013	Variation	2012	2013	Variation	2012
Production de pétrole brut (kb/j)	439	(3) %	451	428	(4) %	448
Pétrole lourd	230	- %	229	214	- %	214
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	96	(4) %	100	94	(5) %	99
Produits raffinés (kb/j)	457	(3) %	473	448	(4) %	469

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

La production de pétrole brut, les taux d'utilisation du brut et la production de produits raffinés ont diminué au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin en raison des activités de maintenance prévues effectuées au premier trimestre et de l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur en juin.

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

PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS

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

Principaux prix de référence et taux de change¹⁾

	Semestres clos les 30 juin				
	2013	2012	T2 2013	T1 2013	T2 2012
Prix du pétrole brut (\$ US/b)					
Contrats à terme normalisés sur le Brent					
Moyenne	107,88	113,61	103,35	112,64	108,76
Fin de la période	102,16	97,80	102,16	110,02	97,80
WTI					
Moyenne	94,26	98,15	94,17	94,36	93,35
Fin de la période	96,56	84,96	96,56	97,23	84,96
Écart moyen Brent/WTI	13,62	15,46	9,18	18,28	15,41
WCS					
Moyenne	68,70	76,01	75,01	62,40	70,48
Fin de la période	82,16	58,34	82,16	82,71	58,34
Écart moyen WTI/WCS	25,56	22,14	19,16	31,96	22,87
Prix moyen des condensats (C5 à Edmonton)	104,33	104,70	101,45	107,23	99,32
Écart moyen WTI/condensats (positif)	(10,07)	(6,55)	(7,28)	(12,87)	(5,97)
Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries²⁾ (\$ US/b)					
Chicago	29,30	23,60	31,06	27,53	28,20
Midwest Combined (« groupe 3 »)	27,59	24,89	27,24	27,93	28,28
Moyenne des prix du gaz naturel					
Prix AECO (\$/GJ)	3,16	2,06	3,40	2,92	1,74
Prix NYMEX (\$ US/MBtu)	3,71	2,48	4,09	3,34	2,22
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/MBtu)	0,42	0,30	0,56	0,27	0,39
Taux de change (\$ US par \$ CA)					
Moyenne	0,984	0,994	0,977	0,992	0,990

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

2) La marge de craquage 3-2-1 est un indicateur de la marge de raffinage résultant de la transformation de trois barils de pétrole brut en deux barils d'essence ordinaire sans plomb et un baril de diesel à très faible teneur en soufre calculé en fonction des prix de la charge d'alimentation en pétrole brut selon le prix du WTI et à l'aide de la méthode du dernier entré, premier sorti.

Prix de référence – pétrole brut

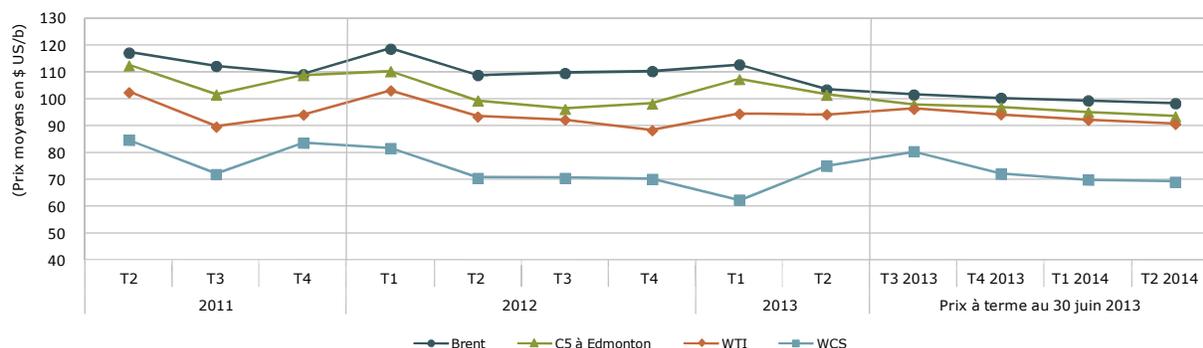
Le prix de référence Brent est un bon indicateur des prix du pétrole brut mondiaux et indique mieux que le WTI les variations des prix des produits raffinés intérieurs. Le prix moyen du pétrole brut Brent a diminué de 5,41 \$ US le baril et de 5,73 \$ US le baril au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2013, respectivement, par rapport à 2012; ces variations s'expliquent principalement par la chute de la demande imputable à la faiblesse économique des pays développés, facteur auquel il faut encore ajouter l'augmentation de l'offre de pétrole brut en Amérique du Nord par suite d'un accroissement considérable de la production aux États-Unis et au Canada.

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. Malgré le recul du Brent, le WTI a légèrement progressé au deuxième trimestre par rapport à 2012, car la nouvelle capacité de transport par pipeline entre la région de Cushing et la côte américaine du golfe du Mexique a contribué à soulager la congestion qui faisait peser un escompte considérable sur le WTI par rapport au Brent. Ce rétrécissement des écarts de prix s'est produit malgré des arrêts de production des raffineries plus longs que la normale sur les marchés de Chicago et du groupe 3. Au cours du premier semestre de l'exercice, les prix du WTI se sont situés à quelque 4 \$ le baril de moins qu'en 2012 par suite du fléchissement du prix du Brent, facteur compensé par la réduction de la congestion dans la région de Cushing.

Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. Ce pétrole lourd fluidifié se négocie à un escompte par rapport au WTI, qui est le prix de référence du pétrole léger. L'écart moyen entre le WTI et le WCS a rétréci au deuxième trimestre par rapport à 2012 grâce à l'amélioration de l'accès aux pipelines reliant les marchés intérieurs au complexe de raffinage du pétrole brut lourd situé sur la côte américaine du golfe du Mexique par suite de l'expansion d'un pipeline et de l'utilisation plus rationnelle des pipelines existants. Des accroissements substantiels du transport ferroviaire ont également permis de réduire la congestion du transport pipelinier pour toutes les qualités de pétrole brut. Au cours du premier semestre de 2013,

l'écart WTI-WCS moyen s'est élargi en raison des graves problèmes de congestion éprouvés au début de l'année avant l'accroissement de la capacité des pipelines.

Prix de référence du pétrole brut



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 %. L'écart WTI-condensats correspond au prix de référence des condensats à Edmonton par rapport au prix du WTI. Il n'existe aucune corrélation entre les écarts WTI-WCS d'une part et WTI-condensats d'autre part. En outre, les fluctuations des prix tendent à ne pas être parallèles. Les écarts relatifs aux condensats à Edmonton se sont élargis au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2013 sous l'effet du raffermissement des prix des condensats aux États-Unis, car l'accès aux marchés d'exportation s'est amélioré, et il a fallu que le marché d'Edmonton impose des escomptes plus solides pour faire face à la demande grandissante de condensats.

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

Au deuxième trimestre de 2013, la marge de craquage moyenne sur le marché intérieur de Chicago, aux États-Unis, a augmenté tandis que celle sur le marché du groupe 3 s'est légèrement repliée. La vigueur du marché à Chicago s'explique par un nombre exceptionnel d'arrêts de production des raffineries, planifiés ou non. Pour le premier semestre de 2013, l'amélioration des marges de craquage à Chicago et pour le groupe 3 est attribuable à la faiblesse des prix des produits du milieu du continent par rapport aux prix du pétrole brut léger de la côte américaine du golfe du Mexique observée principalement au premier trimestre de 2012 par suite de la vaste production des raffineries et de la faible demande des consommateurs.



Les marges de craquage de référence donnent un aperçu simplifié du marché et sont calculées selon la méthode comptable dernier entré, premier sorti, et le prix de la charge de pétrole brut correspond au prix du WTI du mois courant. 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 du premier entré, premier sorti.

Autres prix de référence

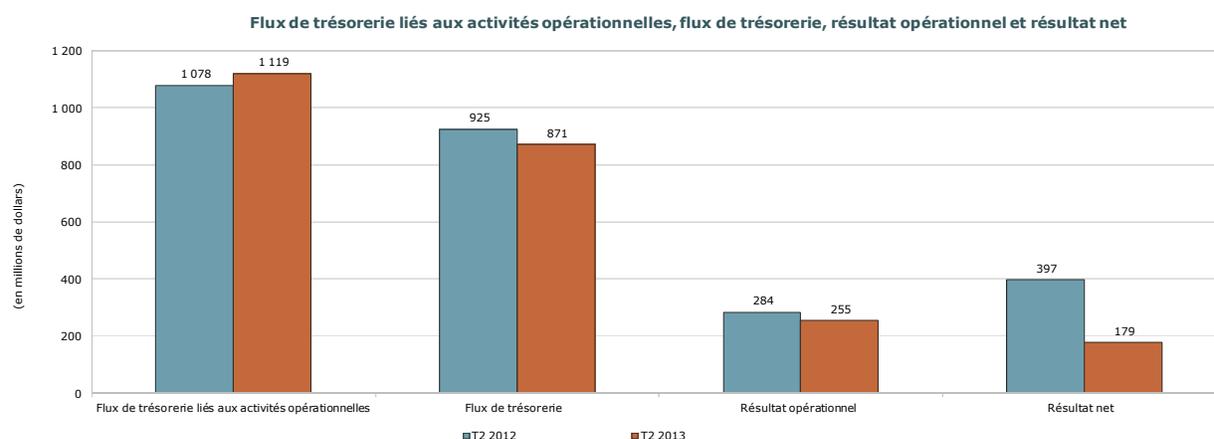
Les prix moyens du gaz naturel ont augmenté considérablement au deuxième trimestre de 2013, car les températures normales de l'hiver ont contribué à absorber les importants surplus qui avaient été accumulés au cours de la dernière année à cause de l'hiver exceptionnellement doux. La reprise des prix est aussi attribuable à une croissance moins marquée de l'offre conjuguée à une forte croissance de la demande en provenance de l'industrie. Pour le premier semestre de 2013, la hausse des prix par rapport à l'an dernier a été moins spectaculaire, car la différence entre les deux hivers n'était pas encore ressentie en entier au premier trimestre.

L'affaiblissement du dollar canadien en regard du dollar américain a un effet positif sur les produits des activités ordinaires de Cenovus étant donné que les prix de vente du pétrole brut et des produits raffinés de la société sont établis en fonction de prix de référence libellés en dollars américains. De façon analogue, comme les résultats liés au raffinage sont libellés en dollars américains, toute dépréciation du dollar canadien améliore les résultats que déclare la société, bien qu'un affaiblissement gonfle aussi les dépenses d'investissement liées au raffinage de la société pour la période écoulée. Au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2013, le dollar canadien s'est incliné légèrement devant le dollar américain par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent, mais le taux de change est resté voisin de la parité. S'il est vrai que l'affaiblissement généralisé des prix des marchandises à l'échelle mondiale a joué sur les fluctuations du change, la principale cause des fluctuations du taux de change a néanmoins été la variation du dollar américain (c'est-à-dire que c'est surtout la valeur du dollar américain qui a varié, et non celle du dollar canadien). Contrairement au dollar canadien, le dollar américain tend en effet à varier à l'inverse des prix des marchandises.

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)	Semestres clos les 30 juin		2013		2012				2011		
	2013	2012	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Produits des activités ordinaires	8 835	8 778	4 516	4 319	3 724	4 340	4 214	4 564	4 329	3 858	4 009
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles¹⁾	2 330	2 163	1 119	1 211	963	1 310	1 078	1 085	1 019	945	1 064
Flux de trésorerie¹⁾	1 842	1 829	871	971	697	1 117	925	904	851	793	939
dilués par action	2,43	2,41	1,15	1,28	0,92	1,47	1,22	1,19	1,12	1,05	1,24
Résultat opérationnel^{1), 2)}	646	624	255	391	(188)	432	284	340	332	303	395
dilué par action ²⁾	0,85	0,82	0,34	0,52	(0,25)	0,57	0,37	0,45	0,44	0,40	0,52
Résultat net²⁾	350	823	179	171	(117)	289	397	426	266	510	655
de base par action ²⁾	0,46	1,09	0,24	0,23	(0,15)	0,38	0,53	0,56	0,35	0,68	0,87
dilué par action ²⁾	0,46	1,08	0,24	0,23	(0,15)	0,38	0,52	0,56	0,35	0,67	0,86
Dépenses d'investissement³⁾	1 621	1 560	706	915	978	830	660	900	903	631	476
Dividendes en numéraire par action	367	332	183	184	167	166	166	166	151	150	151
	0,484	0,44	0,242	0,242	0,22	0,22	0,22	0,22	0,20	0,20	0,20

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

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

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

Variation des produits des activités ordinaires

(en millions de dollars)	Trimestre clos	Semestre clos
Produits des activités ordinaires des périodes closes le 30 juin 2012	4 214	8 778
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :		
Sables bitumineux	139	89
Hydrocarbures classiques	112	85
Raffinage et commercialisation	116	70
Activités non sectorielles et éliminations	(65)	(187)
Produits des activités ordinaires des périodes closes le 30 juin 2013	4 516	8 835

Les produits en amont ont augmenté de 19 % au cours du trimestre clos le 30 juin 2013 du fait de la hausse des prix réalisés sur le pétrole brut et le gaz naturel et de l'accroissement des volumes de vente de pétrole brut et de condensats, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par l'augmentation des redevances, la baisse de la production de gaz naturel et la diminution des prix des condensats.

Les produits en amont ont augmenté de 6 % au cours du premier semestre de l'exercice sous l'effet de l'accroissement des volumes de vente de pétrole brut et de condensats, de la hausse des prix réalisés sur le gaz naturel et de la diminution des redevances, facteurs qui ont été annulés par la baisse des prix réalisés sur le pétrole brut, la diminution des prix des condensats et la réduction de la production de gaz naturel.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013, les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté de 4 % et de 1 %, respectivement. La hausse des produits tirés des ventes à des tiers effectuées par le groupe Commercialisation en vue de fournir à la société une meilleure souplesse en matière d'activités opérationnelles a compensé la diminution des produits tirés du raffinage elle-même occasionnée par la baisse de production de produits raffinés par suite des activités de maintenance prévues qui ont été effectuées au premier trimestre et de l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur en juin; ces facteurs ont été atténués par la hausse des prix des produits raffinés.

Enfin, les produits tirés du secteur Activités non sectorielles et éliminations se rapportent aux ventes et aux produits opérationnels qui s'effectuent entre les secteurs; ils sont comptabilisés aux prix de cession interne, eux-mêmes établis en fonction des prix en vigueur sur le marché. Pour de plus amples renseignements sur les produits des activités ordinaires de Cenovus, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles constituent une mesure hors PCGR qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'un exercice à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie des actifs de la société. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles correspondent aux produits des activités ordinaires, déduction faite des produits achetés, des frais de transport et de fluidification, des charges opérationnelles ainsi que de la taxe sur la production et des impôts miniers, plus les profits réalisés, moins les pertes réalisées 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 opérationnelles.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Produits des activités ordinaires	4 646	4 279	9 087	8 843
(Ajouter) déduire :				
Produits achetés	2 616	2 508	4 893	5 097
Frais de transport et de fluidification	460	431	1 018	925
Charges opérationnelles	462	369	905	784
Taxe sur la production et impôts miniers	9	9	19	19
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(20)	(116)	(78)	(145)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	1 119	1 078	2 330	2 163

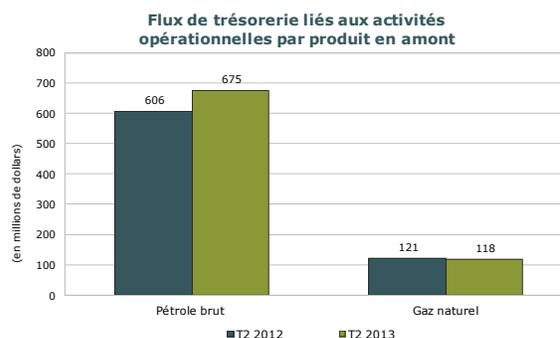
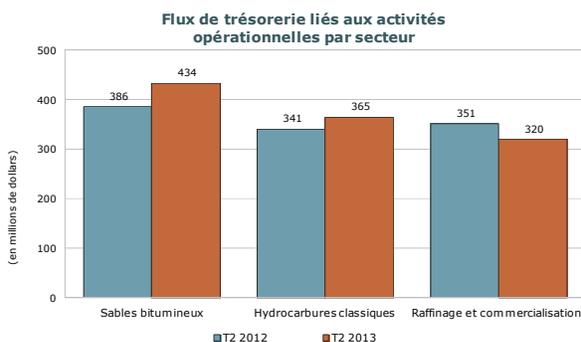
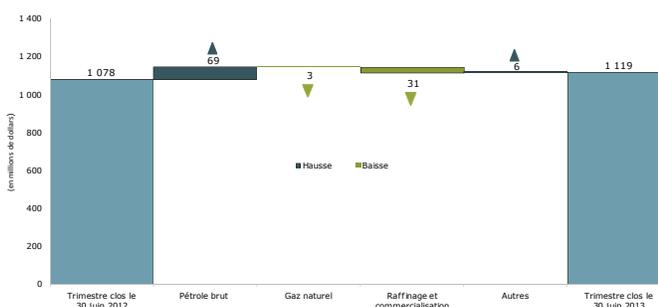
Variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles pour le trimestre clos le 30 juin 2013 par rapport au trimestre clos le 30 juin 2012

Au cours du deuxième trimestre, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont progressé de 41 M\$, ou 4 %.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables à la production de pétrole brut ont augmenté de 69 M\$, ou 11 %, en raison de la hausse des prix de vente moyens et de l'accroissement des volumes de production, qui ont été contrebalancés en partie par l'augmentation des charges opérationnelles et des redevances.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles tirés du gaz naturel ont reculé de 3 M\$, ou 2 %, par suite de la diminution des profits réalisés liés à la gestion des risques et de la réduction des volumes de production occasionnée par les reculs normaux de rendement prévus, facteurs atténués par la hausse des prix de vente.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation ont fléchi de 31 M\$, ou 9 %, sous l'effet de l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur, de l'augmentation des coûts liés à la charge d'alimentation en pétrole brut des raffineries faisant suite au rétrécissement des escomptes sur le pétrole lourd canadien et le pétrole brut intérieur aux États-Unis et de la hausse des coûts des services publics suivant l'augmentation des prix du gaz naturel; ces facteurs ont été en partie compensés par l'augmentation des marges de craquage.



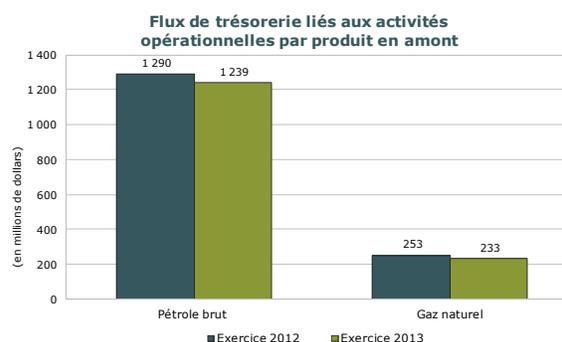
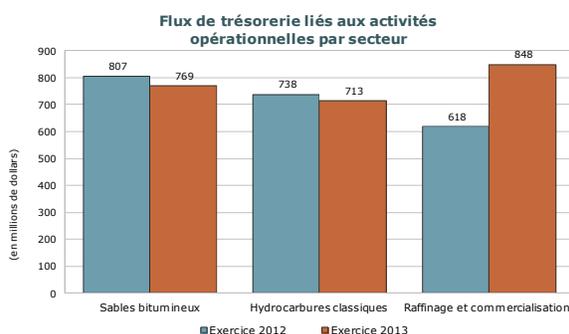
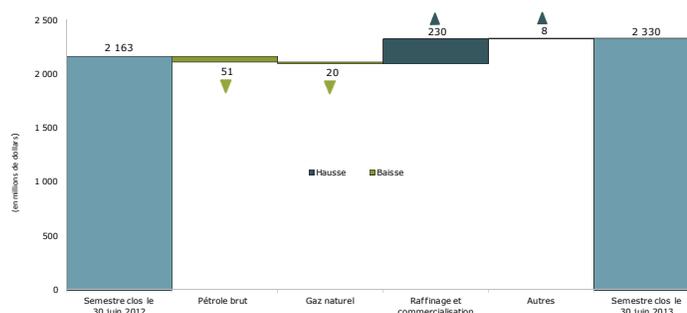
Variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles pour le semestre clos le 30 juin 2013 par rapport au semestre clos le 30 juin 2012

Au cours des six premiers mois de l'exercice, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont progressé de 167 M\$, ou 8 %.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables à la production de pétrole brut ont diminué de 51 M\$, ou 4 %, en raison de la baisse des prix de vente moyens et de la hausse des charges opérationnelles, qui ont été en partie compensées par l'accroissement des volumes de production, la diminution des profits réalisés liés à la gestion des risques et la réduction des redevances.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles tirés du gaz naturel ont reculé de 20 M\$, ou 8 %, par suite de la diminution des profits réalisés liés à la gestion des risques et de la réduction des volumes de production occasionnée par les reculs normaux de rendement prévus, facteurs atténués par la hausse des prix de vente.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation ont progressé de 230 M\$, ou 37 %, sous l'effet de la vigueur des marges de craquage découlant des escomptes sur la charge d'alimentation en pétrole brut des raffineries et de l'amélioration des marges de craquage, surtout au premier trimestre de 2013. Leur progression a été contrebalancée en partie par la baisse de la production de produits raffinés découlant de la maintenance prévue effectuée au premier trimestre et de l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur survenue au deuxième trimestre.



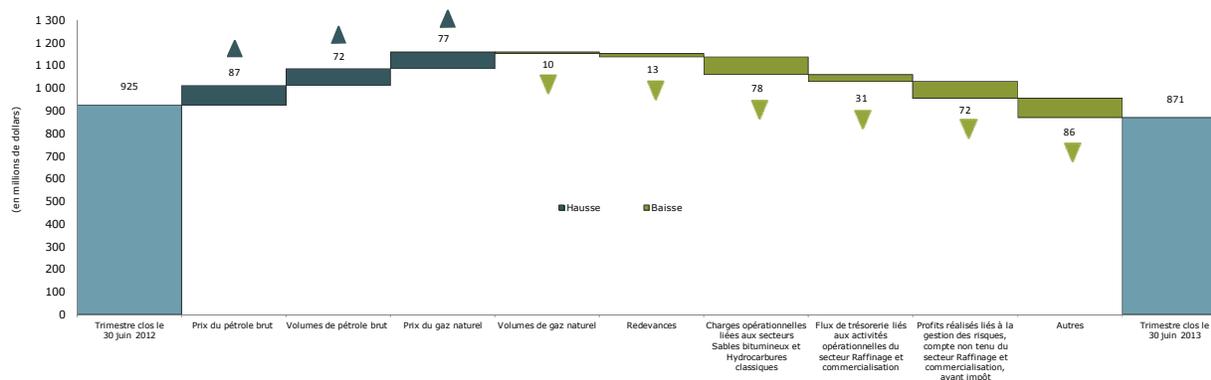
D'autres détails sur les facteurs expliquant la variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles figurent à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie constituent une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer la capacité d'une entreprise de financer ses programmes d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières. Les flux de trésorerie s'entendent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, exclusion faite de la variation nette des autres actifs et des autres passifs et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	828	968	1 723	1 633
(Ajouter) déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(31)	(20)	(65)	(52)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(12)	63	(54)	(144)
Flux de trésorerie	871	925	1 842	1 829

Variation des flux de trésorerie pour le trimestre clos le 30 juin 2013 par rapport au trimestre clos le 30 juin 2012



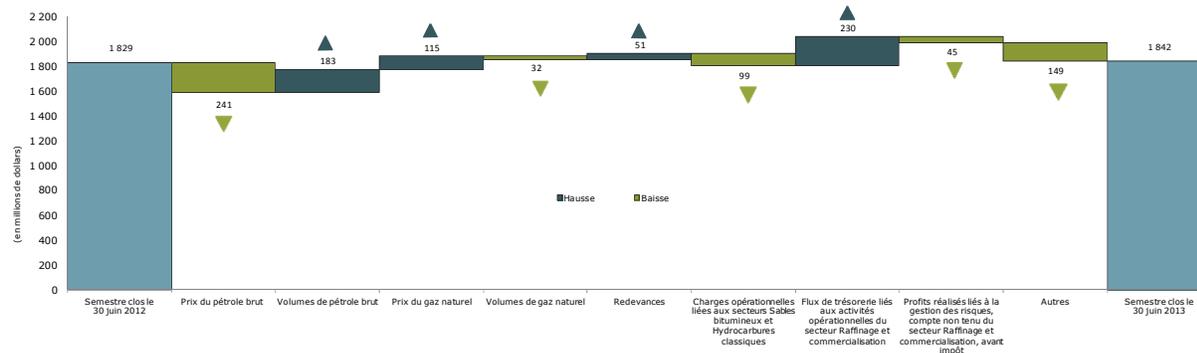
Au deuxième trimestre, les flux de trésorerie de Cenovus ont diminué de 54 M\$, ou 6 %, principalement en raison des facteurs suivants :

- l'augmentation de 78 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles en amont attribuable en partie à l'accroissement de la production de pétrole brut. Les charges opérationnelles liées au pétrole brut ont augmenté de 3,31 \$ le baril pour atteindre 17,24 \$ le baril en raison de la hausse des coûts du carburant qui coïncide avec l'augmentation du prix du gaz naturel de référence AECO, de la recrudescence des activités de reconditionnement à Foster Creek et à Pelican Lake et de l'augmentation des coûts de l'électricité par suite de l'augmentation des prix sur le marché et de la consommation;
- les profits réalisés liés à la gestion des risques de 24 M\$ avant impôt, exclusion faite du secteur Raffinage et commercialisation, contre des profits de 96 M\$ en 2012;
- une charge préalable à la prospection de 63 M\$;
- la réduction de 31 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation sous l'effet de la baisse des volumes de pétrole brut traités – elle-même occasionnée par l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur –, de l'accroissement des coûts de la charge d'alimentation en pétrole brut des raffineries découlant du rétrécissement des escomptes sur le pétrole lourd canadien et le pétrole brut intérieur aux États-Unis ainsi que de la hausse des coûts des services publics suivant l'augmentation des prix du gaz naturel. Ces facteurs ont été en partie compensés par l'augmentation des marges de craquage;
- la hausse de 27 M\$ de l'impôt exigible par suite de l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles au Canada et de l'utilisation prévue en 2013 de la totalité des pertes opérationnelles déductibles de l'impôt fédéral aux États-Unis;
- l'augmentation de 13 M\$ des redevances surtout aux biens liés aux sables bitumineux en raison d'une hausse des volumes de vente et des prix du pétrole brut;
- un fléchissement de 10 % de la production de gaz naturel faisant suite aux baisses normales de rendement prévues.

La diminution des flux de trésorerie a été en partie compensée par les facteurs suivants :

- une augmentation de 9 % du prix de vente moyen du pétrole brut, qui s'est chiffré à 69,61 \$ le baril;
- une augmentation de 82 % du prix de vente moyen du gaz naturel, qui s'est établi à 3,50 \$ le kpi³;
- un accroissement de 8 % des volumes de vente de pétrole brut.

Variation des flux de trésorerie pour le semestre clos le 30 juin 2013 par rapport au semestre clos le 30 juin 2012



Pour les six premiers mois de l'exercice, les flux de trésorerie de Cenovus ont augmenté de 13 M\$, principalement en raison des facteurs suivants :

- l'augmentation de 230 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation sous l'effet de la vigueur des marges de craquage découlant des escomptes de la charge d'alimentation en pétrole brut des raffineries et de l'amélioration des marges de craquage sur le marché, surtout au premier trimestre de 2013, en partie annulées par la réduction de la production des raffineries occasionnée par les activités de maintenance prévues au calendrier et l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur;
- la hausse de 10 % des volumes de vente du pétrole brut;
- la progression de 52 % du prix de vente moyen du gaz naturel, qui a atteint 3,38 \$ le kpi³;
- la diminution de 51 M\$ des redevances surtout à Foster Creek en raison d'une baisse des prix du pétrole brut et d'un accroissement des dépenses d'investissement et, pour le secteur Hydrocarbures classiques, en raison aussi des reculs des prix du pétrole brut.

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

- une diminution de 11 % du prix de vente moyen du pétrole brut, qui s'est chiffré à 61,55 \$ le baril;
- une hausse de 99 M\$ des charges opérationnelles liées aux activités en amont, qui découle essentiellement de l'accroissement de la production de pétrole brut. Les charges opérationnelles liées au pétrole brut ont augmenté de 1,85 \$ le baril pour atteindre 16,18 \$ le baril en raison principalement de la hausse des coûts du carburant qui coïncide avec l'augmentation du prix du gaz naturel de référence AECO, de l'augmentation des coûts de l'électricité par suite de l'augmentation des prix sur le marché et de la consommation, de l'accroissement des frais de manutention des déchets liquides et des frais de transport par camion, et de l'intensification des activités de reconditionnement à Foster Creek et à Pelican Lake;
- l'augmentation des frais généraux et frais d'administration, exclusion faite des charges au titre des primes d'intéressement à long terme hors trésorerie, occasionnée par la hausse des frais de location et de dotation;
- une charge préalable à la prospection de 63 M\$;
- les profits réalisés de 86 M\$ liés à la gestion des risques, avant impôt, compte non tenu du secteur Raffinage et commercialisation, comparativement à des profits de 131 M\$ en 2012;
- la hausse de 37 M\$ de l'impôt exigible du fait de l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles au Canada et de l'utilisation prévue en 2013 de la totalité des pertes opérationnelles déductibles de l'impôt fédéral aux États-Unis;
- un fléchissement de 12 % de la production de gaz naturel, principalement par suite des déclins normaux de rendement prévus.

Résultat opérationnel

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Résultat net	179	397	350	823
Ajouter (déduire) :				
(Profits) pertes latents liés à la gestion des risques, après impôt ¹⁾	(21)	(126)	152	(174)
(Profits) pertes de change non opérationnels latents, après impôt ²⁾	97	14	144	(24)
Profit (perte) à la sortie d'actifs, après impôt	-	(1)	-	(1)
Résultat opérationnel	255	284	646	624

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

2) Les profits (les pertes) de change latents, après impôt, incluent la conversion des billets libellés en dollars américains émis au Canada et l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, le profit (la perte) de change, après impôt, au règlement d'opérations intersociétés et la charge d'impôt différé au titre du change lié à la dette intersociétés en dollars américains constatée à des fins fiscales uniquement.

Le résultat opérationnel a diminué de 29 M\$, ou 10 %, au deuxième trimestre. Cette baisse s'explique principalement par les éléments suivants :

- l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement reflétant la perte de valeur de 57 M\$ du bien Lower Shaunavon, destiné à la vente. En juin 2013, la société a conclu une convention visant la vente de ce bien, et la vente proprement dite s'est conclue au début de juillet 2013;
- l'augmentation de 44 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement, exclusion faite de la perte de valeur du bien Lower Shaunavon, par suite de la hausse des taux d'amortissement et d'épuisement;
- la diminution des flux de trésorerie analysée plus haut.

Le recul du résultat opérationnel a été atténué par les facteurs ci-dessous :

- la diminution de 126 M\$ de la charge d'impôt différé, exclusion faite de l'impôt sur le résultat se rapportant aux profits latents liés à la gestion des risques et aux pertes de change non opérationnelles latentes, essentiellement par suite du fléchissement du résultat net;
- une charge de prospection de 46 M\$ (68 M\$ en 2012) se rapportant à des coûts de prospection et d'évaluation précédemment inscrits à l'actif.

Le résultat opérationnel des six premiers mois de l'exercice a augmenté de 22 M\$, ou 4 %, principalement en raison des facteurs suivants :

- la diminution de 108 M\$ de la charge d'impôt différé, exclusion faite de l'impôt sur le résultat se rapportant aux profits latents liés à la gestion des risques et aux pertes de change non opérationnelles latentes;
- le recouvrement de primes d'intéressement à long terme hors trésorerie comptabilisé en 2013, alors que c'est une charge qui avait été comptabilisée en 2012;
- la diminution de la charge de prospection se rapportant à des coûts de prospection et d'évaluation précédemment incorporés à l'actif.

La hausse du résultat opérationnel a été en partie contrée par les éléments suivants :

- l'augmentation de 156 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement, y compris la perte de valeur mentionnée plus haut;
- le recul des flux de trésorerie déjà analysé.

Variation du résultat net

(en millions de dollars)	Trimestres clos	Semestres clos
Résultat net des périodes closes le 30 juin 2012	397	823
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	41	167
Activités non sectorielles et éliminations :		
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques, après impôt	(105)	(326)
Profit (perte) de change latent	(75)	(156)
Charges ¹⁾	(36)	(32)
Amortissement et épuisement	(101)	(156)
Prospection	(41)	(41)
Impôt sur le résultat, à l'exclusion de l'impôt sur le profit (perte) latent lié à la gestion des risques	99	71
Résultat net des périodes closes le 30 juin 2013	179	350

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

Au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2013, le résultat net a diminué de 55 % et de 57 %, respectivement, principalement à cause des facteurs suivants :

- les éléments analysés aux rubriques Résultat opérationnel et Flux de trésorerie ci-dessus;
- des profits latents liés à la gestion des risques, après impôt, de 21 M\$ pour le trimestre, comparativement à des profits de 126 M\$ en 2012 (pour le semestre, des pertes latentes liées à la gestion des risques, après impôt, de 152 M\$, contre des profits de 174 M\$ en 2012);
- des pertes de change latentes de 84 M\$ pour le trimestre, comparativement à des pertes de 9 M\$ en 2012 (pour le semestre, des pertes de change latentes de 134 M\$, comparativement à des profits de 22 M\$ en 2012).

Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Sables bitumineux	531	454	1 208	1 090
Hydrocarbures classiques	134	129	332	360
Raffinage et commercialisation	26	24	51	22
Activités non sectorielles	15	53	30	88
Dépenses d'investissement	706	660	1 621	1 560
Acquisitions	1	28	4	36
Sorties d'actifs	-	1	(1)	(65)
Dépenses d'investissement, montant net¹⁾	707	689	1 624	1 531

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

En 2013, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont visé essentiellement la mise en valeur des phases d'expansion de Foster Creek et de Christina Lake et l'agrandissement des installations et les activités de forage intercalaire liées à l'injection de polymères à Pelican Lake. De plus, les dépenses d'investissement à Narrows Lake ont visé la préparation du site, les travaux techniques et l'approvisionnement de la phase A par suite de la réception de l'approbation du partenaire en décembre 2012. La construction de l'usine de la phase A devrait débuter au troisième trimestre de 2013. Les dépenses d'investissement ont porté sur le forage de 321 puits de forage stratigraphique bruts. Les résultats serviront principalement à l'expansion et à la mise en valeur des projets du secteur Sables bitumineux.

En 2013, les dépenses d'investissement du secteur Hydrocarbures classiques ont été axées sur des programmes de forage, de complétion et de remise en production d'installations situées en Saskatchewan et en Alberta.

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 en 2013

Les dépenses d'investissement comprennent les sommes accordées au développement de technologies. Les équipes concernées cherchent des moyens de perfectionner les technologies actuelles, étudient de nouvelles idées et tentent de mettre au point de nouvelles technologies dans l'espoir d'améliorer les techniques de récupération employées pour atteindre le pétrole brut et le gaz naturel et d'améliorer les procédés de raffinage.

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

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les dépenses d'investissement, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

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, soit les dépenses d'investissement engagées pour les projets allant au-delà de ceux visés par les capitaux engagés.

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Flux de trésorerie	843	925	1 814	1 829
Dépenses d'investissement (capitaux engagés et capital-développement)	706	660	1 621	1 560
Flux de trésorerie disponibles ¹⁾	137	265	193	269
Dividendes versés	183	166	367	332
	(46)	99	(174)	(63)

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

La société prévoit accroître au cours de la prochaine décennie sa production nette de pétrole brut pour lui faire atteindre approximativement 525 000 barils par jour. Pour atteindre cet objectif, il lui faudra sans doute consentir des investissements totalisant 3,3 G\$ à 3,7 G\$ par année au cours des dix prochaines années. 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 des activités de financement et de gestion du portefeuille d'actifs. Au 30 juin 2013, la trésorerie et les équivalents de trésorerie pouvant servir à financer des dépenses d'investissement futures se chiffraient à environ 825 M\$. Pour en savoir plus sur les mesures financières de la société, se reporter à la section « Situation de trésorerie et sources de financement ».

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 les actifs liés au pétrole lourd à Pelican Lake. Ce secteur comprend également les actifs liés au gaz naturel de l'Athabasca et divers projets encore aux premiers stades de la mise en valeur, comme Grand Rapids et Telephone Lake. 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, notamment le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du dioxyde de carbone de Weyburn et les zones d'intérêt de pétrole avare.

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

Activités non sectorielles et éliminations, qui comprend principalement les profits ou les pertes latents comptabilisés à l'égard des instruments financiers dérivés, les profits ou pertes à la sortie d'actifs, ainsi que d'autres coûts de Cenovus au titre des activités générales, administratives et de financement. Lorsqu'un instrument financier est réglé, le profit réalisé (ou la perte réalisée) est comptabilisé dans le secteur opérationnel auquel se rapporte l'instrument dérivé. Les éliminations sont liées aux ventes, au résultat opérationnel et aux achats

intersectoriels de produits qui sont constatés aux prix de cession interne en fonction des prix du marché courants, ainsi qu'au résultat intersectoriel non réalisé sur les stocks.

Produits des activités ordinaires par secteur à présenter

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Sables bitumineux	1 030	891	2 016	1 927
Hydrocarbures classiques	538	426	1 047	962
Raffinage et commercialisation	3 078	2 962	6 024	5 954
Activités non sectorielles et éliminations	(130)	(65)	(252)	(65)
	4 516	4 214	8 835	8 778

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; son bien Pelican Lake, détenu en propriété exclusive, produit aussi du pétrole lourd. La société est également propriétaire de plusieurs nouveaux projets en phase initiale d'évaluation, notamment Grand Rapids et Telephone Lake. Le secteur Sables bitumineux comprend de plus le bien de gaz naturel d'Athabasca dont une partie de la production sert de combustible pour les activités du bien Foster Creek, qui est adjacent.

Au deuxième trimestre par rapport à 2012, les principaux facteurs qui ont eu une incidence sur le secteur Sables bitumineux sont les suivants :

- la production à Christina Lake s'est accrue de 35 % et a atteint 38 459 barils par jour en moyenne, grâce au démarrage de la phase D au troisième trimestre de 2012;
- la première grande révision prévue au calendrier a été effectuée à Christina Lake au cours du trimestre; elle a nécessité l'interruption complète des activités pendant 11 jours, ce qui a réduit la production d'environ 7 600 barils par jour. La production était revenue aux niveaux attendus à la fin du trimestre;
- la phase E de Christina Lake, qui est la dixième phase d'expansion de Cenovus, a commencé l'injection de vapeur en juin 2013, et l'entrée en production a été réalisée à la mi-juillet 2013;
- la production moyenne s'est établie à 55 338 barils par jour à Foster Creek, ce qui représente une hausse de 7 %, car la production du deuxième trimestre de 2012 avait été réduite d'environ 7 400 barils par jour à cause d'une révision prévue, qui avait duré 14 jours.

Sables bitumineux – pétrole brut

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Chiffre d'affaires brut	1 049	909	2 044	1 996
Déduire : redevances	36	26	57	91
Produits des activités ordinaires	1 013	883	1 987	1 905
Charges				
Transport et fluidification	415	395	926	844
Activités opérationnelles	181	125	344	263
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(7)	(15)	(36)	3
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	424	378	753	795
Dépenses d'investissement	530	454	1 206	1 085
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	(106)	(76)	(453)	(290)

L'excédent des dépenses d'investissement par rapport aux flux de trésorerie tirés des activités opérationnelles du secteur Sables bitumineux est financé par les flux de trésorerie tirés des activités opérationnelles provenant de nos activités liées aux hydrocarbures classiques et au raffinage.

Production

(en barils par jour)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2013	Variation	2012	2013	Variation	2012
Foster Creek	55 338	7 %	51 740	55 665	2 %	54 477
Christina Lake	38 459	35 %	28 577	41 388	55 %	26 655
	93 797	17 %	80 317	97 053	20 %	81 132
Pelican Lake	23 959	7 %	22 410	23 824	10 %	21 570
	117 756	15 %	102 727	120 877	18 %	102 702

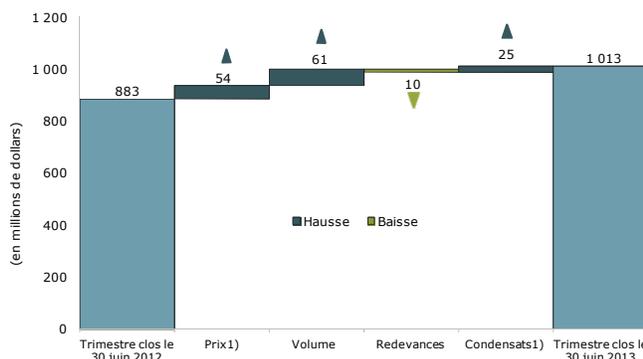
Comparaison du trimestre clos le 30 juin 2013 par rapport au trimestre clos le 30 juin 2012

Variation des produits des activités ordinaires

Prix

Au deuxième trimestre, le prix de vente moyen du pétrole brut obtenu par la société s'est chiffré à 64,09 \$ le baril, soit 9 % de plus qu'en 2012, ce qui concorde dans l'ensemble avec l'accroissement du prix de référence du WCS et le raffermissement du prix du Christina Dilbit Blend (« CDB »).

Pour le trimestre, environ 92 % de la production de la société à Christina Lake s'est vendue à titre de CDB (70 % en 2012), qui se vend à un escompte par rapport au WCS. L'écart de prix entre le CDB et le WCS a diminué d'environ 0,50 \$ le baril par rapport à 2012, car le CDB a continué d'être graduellement mieux accepté sur le marché en 2013. Le reste de la production à Christina Lake se vend à titre de WCS, sous réserve d'une charge de péréquation liée à la qualité.



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.

Production

Au deuxième trimestre, la production à Foster Creek a augmenté, car en 2012 les volumes de production du trimestre avaient été réduits d'environ 7 400 barils par jour par suite de la révision prévue au calendrier, qui avait duré 14 jours. En 2013, la révision est prévue pour le second semestre de l'exercice et la société prévoit revenir à une capacité de production pratiquement normale d'ici la fin de l'exercice. Cenovus continue de devoir mettre hors production un nombre inhabituellement élevé de puits à cause de problèmes mécaniques de fond de trou. Des mesures ont été prises pour résoudre ces problèmes; la société s'attend à ce que la production atteigne pratiquement son plein rendement de 120 000 barils bruts par jour plus tard en 2013. À trois emplacements de puits, l'injection de vapeur est toujours graduellement mise hors service et les emplacements passeront à la phase de purge (celle où l'injection de vapeur est terminée). À un stade plus avancé du cycle de production, la société commence à réduire l'injection de vapeur et passe à la co-injection de méthane afin d'optimiser l'utilisation de la vapeur et de réduire la consommation d'énergie. Lorsque les emplacements de puits passent à la phase de purge, il y a des répercussions positives sur l'ensemble du projet, car la vapeur est redirigée vers des puits plus récents. Le premier emplacement de puits a commencé la mise hors service graduelle de l'injection de vapeur au quatrième trimestre de 2011 et l'injection de vapeur y a complètement cessé.

La production à Christina Lake a augmenté par suite du démarrage de la phase D au troisième trimestre de 2012. Elle a été réduite d'environ 7 600 barils par jour en raison de la première grande révision prévue au calendrier, qui a entraîné l'interruption complète de la production pendant 11 jours. La production était graduellement revenue aux niveaux prévus à la fin du trimestre.

La production de Pelican Lake continue de s'accroître, grâce à l'entrée en service de puits intercalaires tout au long de 2012 et de 2013.

Redevances

Le calcul des redevances pour les projets de sables bitumineux de la société varie d'un bien à l'autre; les redevances sont établies en fonction de taux fixés par le gouvernement selon que le projet a atteint ou non le stade de récupération des coûts, et fondés sur une échelle mobile fondée sur le prix de référence du WTI exprimé en équivalent de dollars canadiens. À Christina Lake, un projet qui n'a pas atteint le stade de récupération des coûts, les redevances sont établies d'après un calcul mensuel qui applique un taux de redevance (allant de 1 % à 9 %) aux produits bruts du projet. Les produits bruts dépendent des volumes et des prix réalisés.

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

L'accroissement des volumes de vente et des prix du pétrole brut aux trois biens productifs de la société s'est traduit par une hausse de 10 M\$ des redevances au deuxième trimestre.

Taux de redevance réel

(en pourcentage)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Foster Creek	5,7	4,6	4,5	9,7
Christina Lake	5,6	7,2	5,6	7,1
Pelican Lake	5,8	4,2	6,0	4,4

Charges

Transport et fluidification

Le pétrole lourd et le bitume produits par Cenovus doivent être fluidifiés par des condensats qui en réduisent la viscosité avant leur transport en vue de leur commercialisation. Les frais de transport et de fluidification ont monté de 20 M\$, soit 5 %, au deuxième trimestre. La partie de cette hausse liée à la fluidification (aux condensats), soit 25 M\$, est surtout imputable aux volumes supplémentaires de condensats nécessaires à la production additionnelle à Christina Lake. Ce facteur a été neutralisé en partie par la baisse du coût moyen des condensats pour Cenovus. Les frais de transport ont baissé grâce à l'accroissement des volumes expédiés par le réseau pipelinier de Trans Mountain avec lequel la société a conclu un engagement à long terme de service garanti, qui a réduit les frais de transport correspondant à la quote-part nette de la société.

Charges opérationnelles

Les charges opérationnelles du deuxième trimestre ont été essentiellement sous forme de coûts liés à la main-d'œuvre, aux reconditionnements, au carburant et aux travaux de réparation et de maintenance. Au total, les charges opérationnelles ont augmenté de 56 M\$, soit 4,06 \$ par baril.

Charges opérationnelles unitaires

(\$/baril)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2013	Variation	2012	2013	Variation	2012
Foster Creek	16,19	30 %	12,49	15,08	19 %	12,68
Christina Lake	16,83	34 %	12,52	14,66	6 %	13,84
Pelican Lake	22,21	25 %	17,71	20,75	23 %	16,81

À Foster Creek, les charges opérationnelles ont augmenté de 20 M\$. Cette augmentation est liée aux éléments suivants :

- les activités de reconditionnement découlant du nombre toujours plus grand de puits qui sont mis hors production à cause de problèmes mécaniques de fond de trou;
- les prix du carburant, qui suivent la hausse du prix de référence AECO du gaz naturel;
- les volumes de carburant liés à la croissance de la production;
- l'électricité, en raison de la hausse des tarifs sur le marché pour l'électricité achetée pendant que les installations de cogénération de la société étaient hors service à des fins de maintenance.

Ces hausses ont été en partie contrebalancées par une baisse des travaux de réparation et de maintenance par suite de la révision complète prévue au calendrier qui a été effectuée au deuxième trimestre de 2012.

À Christina Lake, les charges opérationnelles ont augmenté de 21 M\$ en raison des facteurs suivants :

- l'augmentation des prix du carburant suivant la hausse du prix de référence AECO du gaz naturel;
- l'accroissement de la consommation de carburant par suite de l'augmentation de la production;
- les coûts additionnels liés aux travaux de réparation et de maintenance liés surtout à la révision prévue au calendrier;
- la hausse des coûts de main-d'œuvre associée à l'augmentation de la production et à la révision prévue;
- l'accroissement des frais de manutention des déchets liquides et des frais de transport par camion causé par le traitement et le roulage des émulsions associés à l'accroissement de la production et à la révision prévue.

À Pelican Lake, les charges opérationnelles ont augmenté de 15 M\$ en raison de l'intensification des activités de reconditionnement, par suite de l'accroissement de la fréquence des défaillances du matériel de fond de trou de certains des puits à injection pendant l'inspection annuelle, de l'augmentation des coûts liés à l'électricité (suivant la hausse des tarifs sur le marché et l'accroissement de la consommation en raison de l'injection d'une plus grande quantité d'eau et de polymères pour soutenir l'expansion) et d'une augmentation des coûts liés aux travaux de réparation et de maintenance découlant des activités d'entretien prévues et imprévues de la batterie et des répercussions du temps pluvieux.

Gestion des risques

Au deuxième trimestre de 2013, les activités liées à la gestion des risques ont engendré des profits réalisés de 7 M\$ (profits réalisés de 15 M\$ en 2012), ce qui cadre avec le fait que les prix fixés par contrat de la société étaient supérieurs aux prix de référence moyens.

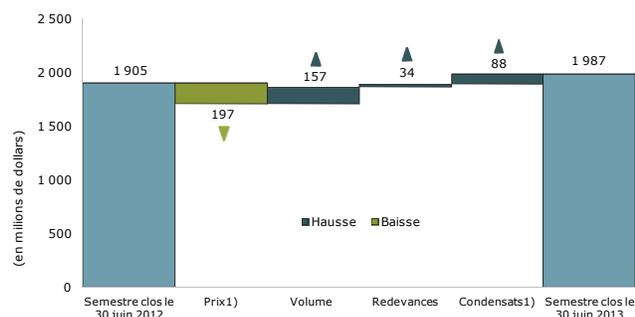
Comparaison du semestre clos le 30 juin 2013 par rapport au semestre clos le 30 juin 2012

Variation des produits des activités ordinaires

Prix

Pour le semestre clos le 30 juin 2013, le prix de vente moyen du pétrole brut obtenu par la société s'est chiffré à 54,60 \$ le baril, soit 14 % de moins qu'en 2012, ce qui concorde dans l'ensemble avec la baisse du prix de référence du WCS et le raffermissement du prix du CDB.

Pour le semestre, environ 87 % de la production de la société à Christina Lake s'est vendue à titre de CDB (60 % en 2012), qui se vend à un escompte par rapport au WCS. L'écart de prix entre le CDB et le WCS a diminué d'environ 2,00 \$ le baril par rapport à 2012, car le CDB a continué d'être graduellement mieux accepté sur le marché en 2013. Le reste de la production à Christina Lake se vend à titre de WCS, sous réserve d'une charge de péréquation liée à la qualité.



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.

Production

Pour les six premiers mois de l'exercice, la production à Foster Creek a légèrement augmenté par suite de la révision prévue au calendrier de 2012. Cette hausse a été annulée en partie par la mise hors production d'un nombre inhabituellement élevé de puits à cause de problèmes mécaniques de fond de trou, dont il a été déjà question dans les résultats du deuxième trimestre. La forte augmentation de la production à Christina Lake est liée au démarrage de la phase D au troisième trimestre de 2012. La production à Christina Lake a été réduite d'environ 3 800 barils par jour au cours du premier semestre en raison de la première grande révision prévue au calendrier, qui a entraîné l'interruption complète de la production pendant 11 jours. La production de Pelican Lake s'est accrue, grâce à l'entrée en service de puits intercalaires en 2012 et en 2013.

Redevances

Au cours des six premiers mois de l'exercice, les redevances ont diminué de 34 M\$, surtout en raison de la baisse des prix réalisés et de l'augmentation des dépenses d'investissement à Foster Creek, ce qui a donné lieu à un calcul des redevances fondé sur les produits bruts.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont monté de 82 M\$, soit 10 %, depuis le début de l'exercice. La partie de cette hausse liée à la fluidification (aux condensats), soit 88 M\$, est surtout imputable aux volumes supplémentaires de condensats nécessaires à la production additionnelle à Christina Lake. Ce facteur a été neutralisé en partie par la baisse du coût moyen des condensats pour Cenovus. Les frais de transport ont baissé grâce à l'accroissement des volumes expédiés par le réseau pipelinier de Trans Mountain avec lequel la société a conclu un engagement à long terme de service garanti en février 2012, qui a réduit les frais de transport correspondant à la quote-part nette de la société.

Charges opérationnelles

Les charges opérationnelles du premier semestre de 2013 ont été essentiellement sous forme de coûts liés à la main-d'œuvre, aux reconditionnements, au carburant et aux travaux de réparation et de maintenance. Au total, les charges opérationnelles ont augmenté de 81 M\$.

À Foster Creek, les charges opérationnelles ont augmenté de 23 M\$ en raison de la hausse des prix et des volumes de carburant, des activités de reconditionnement, de la main-d'œuvre et de l'électricité, hausses qui ont été annulées en partie par la diminution des travaux de réparation et de maintenance.

À Christina Lake, les charges opérationnelles ont augmenté de 40 M\$ en raison de l'accroissement de la production. Cette augmentation est aussi imputable à la hausse des prix et des volumes de carburant, à l'accroissement des frais de manutention des déchets liquides et des frais de transport par camion, à la hausse des coûts liés à la main-d'œuvre et aux travaux de réparation et de maintenance liés à la révision prévue au calendrier.

À Pelican Lake, les charges opérationnelles ont augmenté en raison de l'intensification des travaux de reconditionnement par suite de défaillances de matériel, de la consommation accrue de produits chimiques nécessaires à l'expansion de l'injection de polymères, de l'augmentation des coûts liés à l'électricité (occasionnée par la hausse des tarifs sur le marché et l'accroissement de la consommation) et d'une augmentation des coûts liés

aux travaux de réparation et de maintenance découlant des activités d'entretien prévues et imprévues de la batterie et des répercussions du temps pluvieux.

Gestion des risques

Pour les six premiers mois de 2013, les activités liées à la gestion des risques ont engendré des profits réalisés de 36 M\$ (pertes réalisées de 3 M\$ en 2012), ce qui cadre avec le fait que les prix fixés par contrat de la société étaient supérieurs aux prix de référence moyens.

Sables bitumineux – gaz naturel

Le secteur Sables bitumineux comprend aussi les activités liées au gaz naturel détenues à 100 % par la société dans la région de l'Athabasca et d'autres biens de gaz naturel de moindre importance. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013, la production de gaz naturel de la société s'est établie à 24 Mpi³ par jour et à 22 Mpi³ par jour, respectivement, par suite des baisses normales de rendement prévues. De plus, l'utilisation en interne de la production de gaz naturel à Foster Creek a augmenté au cours du semestre clos le 30 juin 2013, car les problèmes de livraison du premier trimestre de 2012 ont été résolus.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 10 M\$ au premier semestre de 2013 (13 M\$ en 2012) à cause de la hausse des prix de vente, annulée en partie par une baisse des volumes de production.

Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Foster Creek	189	169	399	328
Christina Lake	162	140	337	278
	351	309	736	606
Pelican Lake	111	104	254	243
Narrows Lake	25	9	50	18
Telephone Lake	17	13	70	104
Grand Rapids	8	5	26	39
Autres ¹⁾	19	14	72	80
Dépenses d'investissement²⁾	531	454	1 208	1 090

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.

Foster Creek

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013, les dépenses d'investissement ont été supérieures, du fait surtout des dépenses plus importantes consacrées à l'assemblage des modules, au fonçage de pieux et à l'approvisionnement de la phase G, ainsi qu'à la préparation du site, au fonçage de pieux et à l'approvisionnement de la phase H. Les dépenses d'investissement de la phase F se sont maintenues à des niveaux comparables à ceux de 2012. Les dépenses d'investissement du semestre ont visé notamment le forage de 111 puits stratigraphiques bruts (124 puits bruts en 2012), des investissements de maintien et la construction de nouvelles installations de campement.

Christina Lake

À Christina Lake, les dépenses d'investissement ont augmenté pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013 par suite essentiellement de l'approvisionnement, de la construction de l'usine et de la fabrication des principales pièces de matériel de la phase F et de la construction de l'usine et de l'emplacement de puits, ainsi que du forage de paires de puits pour la phase E; l'injection de vapeur a commencé en juin 2013 et la mise en production a eu lieu à la mi-juillet 2013. Les dépenses d'investissement des six premiers mois de l'exercice ont compris en outre le forage de 69 puits stratigraphiques bruts (97 puits bruts en 2012) et une hausse des dépenses d'investissement de maintien et des capitaux affectés aux infrastructures. L'accroissement des dépenses d'investissement depuis le début de l'exercice a été annulé en partie par l'achèvement de la construction de la phase D au deuxième trimestre de 2012.

Pelican Lake

En ce qui concerne Pelican Lake, les dépenses d'investissement du trimestre et du semestre clos le 30 juin ont augmenté en raison de l'ingénierie détaillée et de l'approvisionnement du matériel à long délai de livraison lié à une nouvelle batterie dont la construction doit commencer en 2014, hausse qui a été en partie annulée par une diminution des activités de forage intercalaire et des dépenses d'investissement de maintien. Les dépenses consacrées aux installations ont porté surtout sur la modernisation des pipelines de transport de pétrole sous forme d'émulsion, la réduction de la corrosion sur la tuyauterie et la modernisation des transformateurs, travaux visant à accroître la capacité pour répondre aux besoins en électricité des installations futures et des puits intercalaires. Les dépenses d'investissement ont aussi porté sur le forage de six puits stratigraphiques (cinq puits en 2012).

Narrows Lake

Les dépenses d'investissement ont augmenté à Narrows Lake au deuxième trimestre et au premier semestre de l'exercice en raison de l'avancement de la préparation, des travaux techniques et de l'approvisionnement du site de la phase A après l'obtention de l'approbation définitive du partenaire en décembre 2012. Les dépenses d'investissement ont aussi compris le forage de 26 puits stratigraphiques bruts (38 puits bruts en 2012).

Telephone Lake

Les dépenses d'investissement ont légèrement augmenté au deuxième trimestre et ont diminué depuis le début de l'exercice grâce à l'achèvement du forage et de la construction des installations du projet pilote d'évacuation d'eau au troisième trimestre de 2012. Ce projet, entrepris au quatrième trimestre de 2012, s'est poursuivi en 2013 avec l'élimination et la réinjection d'eau et la surveillance des résultats. Les dépenses d'investissement ont aussi compris le forage de 28 puits stratigraphiques (29 puits en 2012).

Nombre de puits productifs bruts forés¹⁾

	Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012
Foster Creek	25	11
Christina Lake	11	11
	36	22
Pelican Lake	31	29
Grand Rapids	-	1
Autres	-	2
	67	54

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

Dépenses d'investissement futures

Les travaux d'expansion des phases F, G et H à Foster Creek se poursuivent comme prévu. La production supplémentaire de 45 000 barils bruts par jour qu'apportera la phase F devrait commencer au troisième trimestre de 2014; la production des phases G et H devrait s'ajouter 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 Foster Creek, les dépenses d'investissement qu'il est prévu de consacrer au projet en 2013 se situent dans une fourchette de 790 M\$ à 870 M\$.

L'injection de vapeur a commencé au deuxième trimestre de 2013 à la phase E de Christina Lake et la production a commencé à la mi-juillet 2013. Au quatrième trimestre de 2012, la société a obtenu l'autorisation des organismes de réglementation pour ajouter des installations de cogénération à Christina Lake et accroître de 10 000 barils par jour la capacité de production brute totale des phases F et G. Les travaux d'expansion de ces phases se poursuivent en 2013 comme prévu. La société a soumis aux organismes de réglementation, en mars 2013, une demande et évaluation des incidences environnementales conjointes visant l'expansion de la phase H, pour laquelle elle s'attend à recevoir l'approbation des organismes de réglementation au quatrième trimestre de 2014. À Christina Lake, les dépenses d'investissement qu'il est prévu de consacrer au projet en 2013 se situent dans une fourchette de 630 M\$ à 670 M\$.

À Pelican Lake, la société poursuit l'expansion du programme de forage intercalaire, en plus de mettre à l'essai de nouvelles techniques visant l'optimisation de la production. En 2013, le rythme de la progression de l'injection de polymères a ralenti de manière à respecter davantage la croissance de la production. À Pelican Lake, les dépenses d'investissement qu'il est prévu de consacrer au projet en 2013 se situent dans une fourchette de 480 M\$ à 520 M\$.

En 2012, la société a reçu l'autorisation des organismes de réglementation à l'endroit des phases A, B et C de Narrows Lake et celle du partenaire en ce qui a trait à la phase A. La préparation, les travaux techniques et l'approvisionnement du site sont en cours, la construction de l'usine de la phase A devant être entamée au troisième trimestre de 2013. La première phase du projet devrait être dotée d'une capacité de production de 45 000 barils bruts par jour, et la production de pétrole devrait commencer en 2017. Les dépenses d'investissement qu'il est prévu de consacrer au projet en 2013 se situent dans une fourchette de 140 M\$ à 160 M\$.

La société prévoit investir encore en 2013 des capitaux de 270 M\$ à 300 M\$ environ dans ses nouveaux projets de DGMV, dont Grand Rapids et Telephone Lake. Elle prévoit recevoir l'autorisation des organismes de réglementation à l'égard de Grand Rapids d'ici la fin de 2013. L'injection de vapeur a commencé dans la deuxième paire de puits pilotes au troisième trimestre de 2012, et la mise en production a eu lieu en février 2013. À Grand Rapids, le projet pilote a subi des contraintes liées aux installations qui ont eu une incidence sur la production des deux paires de puits. Une révision des installations prévue pour le troisième trimestre de 2013 devrait atténuer ces contraintes. 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 en 2014. En 2013, la société poursuit son projet pilote

d'évacuation d'eau et s'attend à ce qu'il prenne fin au quatrième trimestre de 2013, lorsque la société sera parvenue à déplacer l'eau et l'air confiné, environ 50 % de l'eau de toit ayant été déplacée dans la zone du projet jusqu'à maintenant.

Puits de forage stratigraphique

Conformément à sa stratégie qui consiste à maximiser la valeur de ses ressources, Cenovus a mené à bien un autre programme de forage stratigraphique au cours de la saison de forage hivernale. Les puits de forage stratigraphique à Foster Creek, à Christina Lake et à Narrows Lake sont destinés à soutenir les phases d'expansion, tandis que les autres puits de forage stratigraphique visent à continuer la collecte de données sur la qualité des projets de la société et à appuyer les demandes d'autorisation réglementaire.

Afin de réduire les répercussions sur les infrastructures locales, les puits stratigraphiques sont surtout forés pendant les mois d'hiver, c'est-à-dire habituellement entre la fin du quatrième trimestre et la fin du premier trimestre. En 2012, la société a mis au point le système de forage SkyStrat^{MC}, qui fait appel à un hélicoptère et à un appareil de forage léger pour permettre le forage de puits stratigraphiques dans des zones éloignées en toute période de l'année. La société a foré 26 puits à l'aide du système de forage SkyStrat^{MC} au cours des deux derniers exercices.

Nombre de puits stratigraphiques bruts forés

	Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012
Foster Creek	111	124
Christina Lake	69	97
	180	221
Pelican Lake	6	5
Narrows Lake	26	38
Telephone Lake	28	29
Grand Rapids	1	41
Autres	80	85
	321	419

HYDROCARBURES CLASSIQUES

Le secteur Hydrocarbures classiques comprend la mise en valeur et la production de pétrole brut et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan. Les biens en Alberta comprennent des actifs de pétrole brut et de gaz naturel qui dégagent des flux de trésorerie prévisibles de même que des actifs de pétrole avare en cours de mise en valeur. En Saskatchewan, les biens sont composés essentiellement de biens productifs de pétrole brut, dont le plus important est le projet de récupération assistée à l'aide de dioxyde de carbone de Weyburn. 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.

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

- l'établissement à 32 151 barils par jour de la production moyenne de pétrole brut en Alberta, soit une hausse de 7 %, principalement grâce à l'accroissement de la production de pétrole brut léger et moyen par suite de la bonne performance des puits horizontaux associés au programme de forage en cours;
- l'inscription de flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite des dépenses d'investissement, de 231 M\$, soit 9 % de plus qu'en 2012;
- le reclassement dans les coûts de prospection de coûts de prospection et d'évaluation de 46 M\$ liés à certains biens d'exploration de pétrole avare et précédemment incorporés à l'actif;
- une charge préalable à la prospection de 63 M\$.

Conformément à notre plan stratégique, nous recherchons des occasions d'améliorer notre portefeuille dans des secteurs où nous pouvons mettre en application nos principales compétences dans la mise en valeur de pétrole brut. Les coûts engagés avant l'obtention du droit légal de prospection (charge préalable à la prospection) sont passés en charges. Par suite de notre évaluation d'une occasion de mise en valeur de pétrole brut, une charge préalable à la prospection de 63 M\$ a été comptabilisée au cours du trimestre.

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

C'est ainsi qu'au deuxième trimestre de 2013, des coûts de prospection et d'évaluation de 46 M\$ (68 M\$ en 2012) liés à certains biens d'exploration de pétrole avare classique et précédemment incorporés ont été comptabilisés à titre de coûts de prospection.

Le total des coûts de prospection de 2013 se chiffre à 109 M\$ (68 M\$ en 2012).

Au premier trimestre de 2013, la direction a décidé d'entreprendre un processus de vente publique pour se défaire des biens de Lower Shaunavon et de certains des biens de Bakken en Saskatchewan de la société. Le territoire associé à ces biens est relativement peu étendu et n'est pas suffisamment adaptable pour être significatif dans le portefeuille d'actifs de Cenovus. La production de pétrole brut des biens de Lower Shaunavon s'est établie en moyenne à 4 236 barils par jour depuis le début de l'exercice (4 115 barils par jour en 2012) et celle des biens de Bakken détenus en vue de la vente s'est établie en moyenne à 695 barils par jour depuis le début de l'exercice (1 427 barils par jour en 2012).

En juin 2013, Cenovus a conclu une convention avec un tiers non lié visant la vente de ses biens de Lower Shaunavon. La vente s'est conclue en juillet 2013 pour un produit de 240 M\$ plus les ajustements de clôture. Au 30 juin 2013, une perte de valeur de 57 M\$ a été comptabilisée à titre de dotation à l'amortissement et à l'épuisement additionnelle. La vente n'inclut pas les biens de Bakken, qui sont toujours sur le marché.

Hydrocarbures classiques – pétrole brut

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Chiffre d'affaires brut	414	365	803	819
Déduire : redevances	39	38	74	92
Produits des activités ordinaires	375	327	729	727
Charges				
Transport et fluidification	41	31	81	69
Activités opérationnelles	81	67	165	146
Taxe sur la production et impôts miniers	9	8	18	17
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(7)	(7)	(21)	-
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	251	228	486	495
Dépenses d'investissement	130	122	320	338
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	121	106	166	157

Production

(en barils par jour)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2013	Variation	2012	2013	Variation	2012
Pétrole lourd						
Alberta	16 284	4 %	15 703	16 497	2 %	16 163
Pétrole léger et moyen						
Alberta	14 976	11 %	13 532	15 155	15 %	13 215
Saskatchewan	21 161	(6) %	22 617	22 162	(4) %	23 065
LGN	950	(4) %	987	961	(9) %	1 061
	53 371	1 %	52 839	54 775	2 %	53 504

Comparaison du trimestre clos le 30 juin 2013 par rapport au trimestre clos le 30 juin 2012

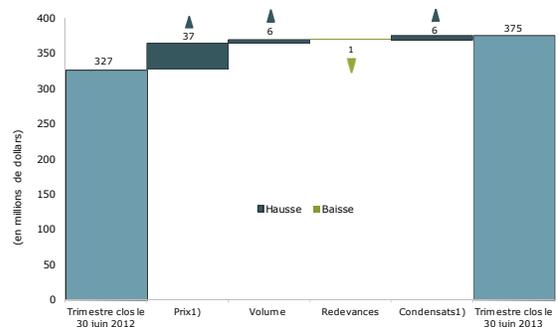
Variation des produits des activités ordinaires

Prix

Au deuxième trimestre, le prix de vente moyen du pétrole brut a augmenté de 11 % pour se chiffrer à 81,38 \$ le baril, ce qui concorde avec la variation des prix de référence du brut et des écarts de prix qui s'y rapportent.

Production

La production de pétrole brut a monté au deuxième trimestre, grâce essentiellement à un accroissement de la production de pétrole brut léger et moyen en Alberta par suite de la bonne performance des puits horizontaux liés au programme de forage en cours. Au deuxième trimestre, la production de pétrole brut en Alberta a augmenté de 7 % pour atteindre le chiffre moyen de 32 151 barils par jour, et celle en Saskatchewan a baissé de 6 % pour s'établir à une moyenne de 21 220 barils par jour en raison de la réduction des dépenses d'investissement consacrées au programme de forage de Bakken et de Lower Shaunavon.



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.

Redevances

Les redevances ont augmenté de 1 M\$ au cours du trimestre par suite de la hausse des prix réalisés sur le pétrole brut. Le taux de redevance réel du deuxième trimestre du secteur Hydrocarbures classiques s'est établi à 10,7 % (11,7 % en 2012) pour le pétrole brut. La plus grande partie de la production de pétrole brut du secteur provient de terrains en propriété inconditionnelle, de sorte que la société doit comptabiliser des impôts miniers au poste Taxe sur la production et impôts miniers.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 10 M\$ au deuxième trimestre. Les coûts de transport ont monté de 4 M\$ sous l'effet des coûts plus élevés associés au transport ferroviaire ayant servi à transporter des volumes accrus de brut léger ou moyen. Au cours du trimestre, la société a transporté par train environ 7 900 barils par jour jusqu'à la côte est et les États-Unis (2 300 barils par jour en 2012). Le coût global des condensats employés dans le procédé de fluidification a augmenté de 6 M\$ par suite de la hausse des prix des condensats.

Charges opérationnelles

Au deuxième trimestre de 2013, les charges opérationnelles de 81 M\$ découlent principalement de la main-d'œuvre, du reconditionnement et de l'électricité. Comparativement au deuxième trimestre de 2012, elles ont crû de 14 M\$, du fait essentiellement de la hausse des coûts de la main-d'œuvre découlant de la réaffectation stratégique de la main-d'œuvre des activités liées au gaz naturel aux activités liées au pétrole brut, ainsi que de la hausse des coûts de l'électricité par suite de l'augmentation des tarifs.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques du deuxième trimestre ont donné lieu à des profits réalisés de 7 M\$ (profits réalisés de 7 M\$ en 2012), ce qui cadre avec le fait que les prix contractuels étaient supérieurs aux prix de référence moyens.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite des dépenses d'investissement

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite des dépenses d'investissement, ont augmenté de 15 M\$, ou 14 %, au deuxième trimestre, car la hausse des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles a été annulée en partie par une progression de 8 M\$ des dépenses d'investissement.

Comparaison du semestre clos le 30 juin 2013 par rapport au semestre clos le 30 juin 2012

Variation des produits des activités ordinaires

Prix

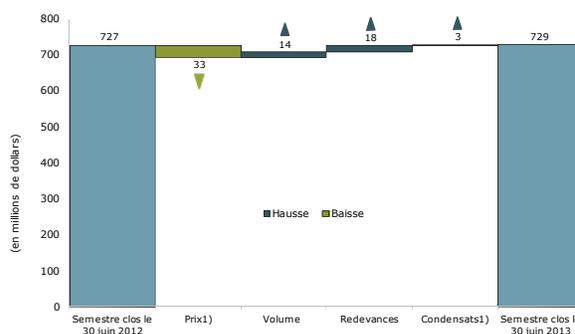
Au cours des six premiers mois de l'exercice, le prix de vente moyen du pétrole brut obtenu par la société a diminué de 4 % pour se chiffrer à 76,58 \$ le baril, ce qui concorde avec la variation des prix de référence du brut et des écarts de prix qui s'y rapportent.

Production

La production de pétrole brut a monté grâce essentiellement à un accroissement de la production de pétrole brut léger et moyen en Alberta par suite de la bonne performance des puits horizontaux liés au programme de forage en cours. La production de pétrole brut en Alberta a augmenté de 7 % pour atteindre le chiffre moyen de 32 554 barils par jour, et celle en Saskatchewan a baissé de 4 % pour se situer à une moyenne de 22 221 barils par jour en raison de la réduction des dépenses d'investissement consacrées au programme de forage de Bakken et de Lower Shaunavon.

Redevances

Les redevances ont diminué de 18 M\$ surtout grâce à la baisse des redevances à Weyburn par suite de la baisse des prix réalisés sur le pétrole brut. Le taux de redevance réel du premier semestre de l'exercice s'est établi à 10,4 % (12,7 % en 2012).



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

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 12 M\$ au premier semestre de l'exercice. Les coûts de transport ont monté de 9 M\$ sous l'effet des coûts plus élevés associés au transport ferroviaire ayant servi à transporter des volumes accrus de brut léger ou moyen. Au cours du premier semestre de 2013, la société a transporté par train environ 6 800 barils par jour jusqu'à la côte est et les États-Unis (1 400 barils par jour en 2012). Le coût global des condensats employés dans le procédé de fluidification a augmenté de 3 M\$ en raison de l'utilisation d'un volume accru de condensats, facteur atténué par la baisse des prix de ces derniers.

Charges opérationnelles

Pour les six premiers mois de l'exercice, les charges opérationnelles découlent principalement de la main-d'œuvre, du reconditionnement et de l'électricité. Comparativement à 2012, elles ont crû de 19 M\$, du fait essentiellement de la hausse des coûts de la main-d'œuvre et de l'électricité, comme il en a été fait mention précédemment, ainsi que des activités de reconditionnement associées à l'optimisation des puits à haut rendement qui ont permis d'atténuer les baisses de production.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques ont donné lieu à des profits réalisés de 21 M\$ (ni profits ni pertes réalisés en 2012), ce qui cadre avec le fait que les prix contractuels étaient supérieurs aux prix de référence moyens.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite des dépenses d'investissement

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite des dépenses d'investissement, ont augmenté de 9 M\$, car la baisse de 18 M\$ des dépenses d'investissement a été annulée par une diminution des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

Hydrocarbures classiques – gaz naturel

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Chiffre d'affaires brut	163	99	317	234
Déduire : redevances	2	1	4	3
Produits des activités ordinaires	161	98	313	231
Charges				
Transport et fluidification	4	5	11	11
Activités opérationnelles	54	48	105	102
Taxe à la production et impôts miniers	-	1	1	2
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(9)	(68)	(27)	(124)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	112	112	223	240
Dépenses d'investissement	4	7	12	22
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	108	105	211	218

Comparaison du trimestre clos le 30 juin 2013 par rapport au trimestre clos le 30 juin 2012

Variation des produits des activités ordinaires

Prix

Le prix de vente moyen obtenu par la société pour le gaz naturel au deuxième trimestre a augmenté de 1,58 \$ le kpi³, pour se chiffrer à 3,50 \$ le kpi³, ce qui cadre avec l'accroissement du prix de référence AECO du gaz naturel.

Production

La production s'est inclinée de 9 % pour se chiffrer à 512 Mpi³ par jour au deuxième trimestre, en raison surtout des baisses normales prévues.



Redevances

Les redevances ont augmenté au deuxième trimestre en raison de la hausse des prix, et ce, malgré des baisses de production. Le taux de redevance moyen pour le deuxième trimestre s'est chiffré à 1,2 % (1,0 % en 2012). La plus grande partie de la production de gaz naturel du secteur Hydrocarbures classiques provient de terrains en propriété inconditionnelle visés par des droits miniers, de sorte que la société doit comptabiliser des impôts miniers au poste Taxe sur la production et impôts miniers.

Charges

Transport

Les frais de transport ont diminué de 1 M\$ de par la diminution des volumes.

Charges opérationnelles

Pour le trimestre clos le 30 juin 2013, les charges opérationnelles étaient constituées des taxes foncières et des coûts de location, de la main-d'œuvre et des activités de réparation et de maintenance. Elles se sont accrues de 6 M\$ en raison d'une hausse des coûts de l'électricité et des activités de réparation et de maintenance, et ce, malgré la réduction de la production de gaz naturel.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques au deuxième trimestre ont donné lieu à des profits réalisés de 9 M\$ (profits réalisés de 68 M\$ en 2012), ce qui cadre avec le fait que les prix fixés par contrat ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite des dépenses d'investissement

Les actifs de gaz naturel du secteur Hydrocarbures classiques génèrent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles considérables moyennant des dépenses d'investissement minimales. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite des dépenses d'investissement, ont augmenté de 3 %, pour s'établir à 108 M\$ au deuxième trimestre, en raison de la hausse des produits des activités ordinaires par suite d'une augmentation des prix de vente réalisés, qui a été en partie neutralisée par une baisse des profits réalisés liés à la gestion des risques et des volumes de production.

Comparaison du semestre clos le 30 juin 2013 par rapport au semestre clos le 30 juin 2012

Variation des produits des activités ordinaires

Prix

Le prix de vente moyen obtenu par la société pour le gaz naturel au premier semestre de l'exercice a augmenté de 1,15 \$ le kpi³, pour se chiffrer à 3,37 \$ le kpi³, ce qui cadre avec l'accroissement du prix de référence AECO du gaz naturel.

Production

La production s'est inclinée de 11 % pour se chiffrer à 518 Mpi³ par jour au premier semestre de l'exercice, en raison surtout des baisses normales prévues.

Redevances

Les redevances ont augmenté au cours des six premiers mois de l'exercice en raison de la hausse des prix, et ce, malgré des baisses de production. Le taux de redevance moyen pour le premier semestre de l'exercice s'est chiffré à 1,4 % (1,4 % en 2012).

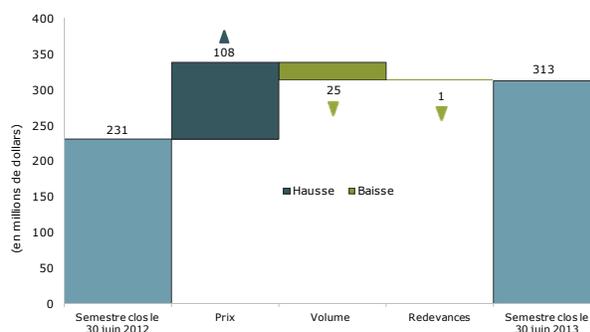
Charges

Transport

Les frais de transport sont restés stables depuis le début de l'exercice, l'accroissement des frais de transport pipelinier ayant été annulé par la diminution des volumes.

Charges opérationnelles

Pour le semestre clos le 30 juin 2013, les charges opérationnelles étaient constituées des taxes foncières et des coûts de location, de la main-d'œuvre et des activités de réparation et de maintenance. Elles se sont accrues de 3 M\$ en raison d'une hausse des coûts de l'électricité, et ce, malgré la réduction de la production de gaz naturel.



Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques depuis le début de l'exercice ont donné lieu à des profits réalisés de 27 M\$ (profits réalisés de 124 M\$ en 2012), ce qui cadre avec le fait que les prix fixés par contrat étaient supérieurs aux prix de référence moyens.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite des dépenses d'investissement

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au gaz naturel, déduction faite des dépenses d'investissement, ont reculé de 7 M\$, se chiffrant à 211 M\$, en raison du fléchissement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles découlant de la baisse des profits réalisés liés à la gestion des risques et des volumes de production, contrebalancé partiellement par une réduction des dépenses d'investissement.

Hydrocarbures classiques – dépenses d'investissement¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Pétrole brut	130	122	320	338
Gaz naturel	4	7	12	22
	134	129	332	360

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

Les dépenses d'investissement de Cenovus pour le secteur Hydrocarbures classiques étaient axées sur les occasions liées au pétrole brut. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013, les dépenses ont été surtout consacrées à des programmes de forage en Alberta visant le pétrole avare et des travaux de forage et de construction des installations à Weyburn. Les dépenses consenties à l'égard du gaz naturel continuent d'être gérées en réaction au contexte de faiblesse des prix du gaz naturel.

Travaux de forage du secteur Hydrocarbures classiques

(puits nets, sauf indication contraire)	Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012
Pétrole brut	64	114
Remises en production	317	579
Puits de forage stratigraphique bruts	13	7

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 qui procurent toujours un taux de rendement acceptable pour la société.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

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

Au deuxième trimestre, par rapport à 2012, les principaux facteurs visant le secteur Raffinage et commercialisation sont les suivants :

- la diminution de 9 % des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, qui se sont chiffrés à 320 M\$, à cause de la baisse des volumes de brut traités découlant de l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur, de la hausse des coûts de la charge d'alimentation en pétrole brut des raffineries découlant du rétrécissement des escomptes sur le pétrole lourd canadien et le pétrole brut intérieur aux États-Unis ainsi que de la hausse des coûts des services publics suivant l'augmentation des prix du gaz naturel; ces facteurs ont été en partie compensés par l'augmentation des marges de craquage;
- le traitement par les raffineries de 439 000 barils par jour de pétrole brut, dont 230 000 barils par jour de pétrole brut lourd, pour un volume de produits raffinés de 457 000 barils par jour à la sortie des raffineries, ce qui représente une baisse imputable à l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur.

Exploitation des raffineries¹⁾

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Capacité liée au pétrole brut²⁾ (kb/j)	457	452	457	452
Production de pétrole brut (kb/j)	439	451	428	448
Pétrole lourd	230	229	214	214
Pétrole léger ou moyen	209	222	214	234
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	96	100	94	99
Produits raffinés (kb/j)	457	473	448	469
Essence	221	239	223	235
Distillats	145	154	139	154
Autres	91	80	86	80

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

2) La capacité nominale officielle de Wood River a augmenté à compter du 1^{er} janvier 2013.

En totalité, les raffineries de la société disposent actuellement d'une capacité de raffinage d'environ 457 000 barils par jour de pétrole brut et de 45 000 barils par jour de LGN, ce qui tient compte de la capacité de raffiner entre 235 000 et 255 000 barils par jour de pétrole brut lourd fluidifié. La capacité de raffiner du pétrole brut lourd témoigne encore une fois de la capacité de la société qui consiste à intégrer sa production de pétrole lourd.

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2013, la quantité de pétrole brut traité a diminué de 3 % et de 4 %, respectivement, en raison des activités de maintenance prévues au calendrier au premier trimestre et de l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur en juin. La quantité de pétrole lourd traitée est restée la même.

Le taux d'utilisation du pétrole brut représente le pétrole brut – lourd ou autre – que les raffineries traitent, exprimé en pourcentage de la capacité totale de traitement. Les volumes de brut lourd traité, comme le WCS et le CDB, dépendent de la qualité des bruts disponibles, puisque la société adapte la charge d'alimentation totale de manière à maximiser l'avantage économique qu'elle peut en tirer.

La production totale de produits raffinés a régressé de 3 % et de 4 %, respectivement, au deuxième trimestre et depuis le début de l'exercice, les proportions relatives d'essence, de distillats et d'autres produits raffinés étant restées à peu près les mêmes. Cette variation est due principalement à des activités de maintenance prévues au calendrier et à l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Produits des activités ordinaires	3 078	2 962	6 024	5 954
Produits achetés	2 616	2 508	4 893	5 097
Marge brute	462	454	1 131	857
Charges				
Charges opérationnelles	138	123	275	253
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	4	(20)	8	(14)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	320	351	848	618
Dépenses d'investissement	26	24	51	22
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite des dépenses d'investissement	294	327	797	596

Comparaison du trimestre clos le 30 juin 2013 par rapport au trimestre clos le 30 juin 2012

Marge brute

La marge brute du secteur Raffinage et commercialisation a crû de 8 M\$, ou 2 %, au deuxième trimestre, en raison de la hausse des prix des produits raffinés, en partie annulée par la baisse des volumes de pétrole brut traités occasionnée par l'interruption de service imprévue d'un hydrocraqueur, et l'augmentation des coûts de la charge d'alimentation en pétrole brut résultant du rétrécissement des escomptes sur le pétrole lourd canadien et le pétrole brut intérieur aux États-Unis.

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

Les raffineries de Cenovus n'intègrent pas de carburants renouvelables à leurs produits de carburant. C'est pourquoi la société est tenue d'acheter des NIR sur le marché libre. Depuis le début de 2013, le coût des NIR a

considérablement augmenté en raison surtout des hausses actuelles et imminentes des quotas de mélange imposés par l'agence. Malgré la récente hausse des prix des NIR, ces coûts restent une composante négligeable des coûts de la charge d'alimentation des raffineries de Cenovus.

Charges opérationnelles

Le total des charges opérationnelles du trimestre clos le 30 juin 2013 se compose principalement des charges relatives à la main-d'œuvre, à la maintenance, aux services publics et aux fournitures. Les charges opérationnelles ont augmenté de 15 M\$, ou 12 %, en raison de la hausse des charges relatives aux services publics, car les prix du gaz naturel ont monté.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation ont diminué de 31 M\$, ou 9 %, en raison de la baisse des volumes de pétrole brut traités et de l'accroissement des coûts de la charge d'alimentation, qui ont été en partie annulés par la hausse des marges de craquage.

Comparaison du semestre clos le 30 juin 2013 par rapport au semestre clos le 30 juin 2012

Marge brute

La marge brute du secteur Raffinage et commercialisation a crû de 274 M\$, ou 32 %, au premier semestre, en raison surtout de la baisse des coûts de la charge d'alimentation des raffineries, car les escomptes sur le pétrole brut intérieur, en particulier le pétrole lourd canadien, se sont élargis au début de 2013; la baisse a été en partie annulée par la baisse d'utilisation du pétrole brut causée par les activités de maintenance prévues et l'interruption de service imprévue d'un hydrocraqueur. Les prix des produits raffinés ont été relativement stables au cours des six premiers mois de l'exercice comparativement à 2012.

Charges opérationnelles

Le total des charges opérationnelles du semestre clos le 30 juin 2013 se compose principalement des charges relatives à la main-d'œuvre, à la maintenance, aux services publics et aux fournitures. Les charges opérationnelles ont augmenté de 22 M\$, ou 9 %, en raison des activités de maintenance prévues au premier trimestre et de la hausse des charges relatives aux services publics, car les prix du gaz naturel ont monté.

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté de 230 M\$, ou 37 %, depuis le début de l'exercice en raison des solides marges réalisées sur le raffinage, résultant des escomptes sur les coûts de la charge d'alimentation en pétrole brut des raffineries et de l'amélioration des marges de craquage sur le marché, facteurs en partie contrebalancés par la baisse de la production de produits raffinés découlant des activités de maintenance prévues au premier trimestre et de l'interruption de service imprévue d'un hydrocraqueur au deuxième trimestre.

Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Raffinerie de Wood River	13	14	26	6
Raffinerie de Borger	13	10	25	16
	26	24	51	22

Les dépenses d'investissement engagées jusqu'ici pour l'exercice ont surtout été des investissements de maintien ou des dépenses consacrées à des projets visant à rehausser la fiabilité et la sécurité des raffineries. Au premier trimestre de 2012, la société avait comptabilisé des crédits d'impôt de l'État de l'Illinois de 14 M\$ associés à des dépenses d'investissement engagées à la raffinerie de Wood River au cours de périodes antérieures, qui avaient contribué à réduire les dépenses d'investissement du semestre clos le 30 juin 2012.

Les dépenses d'investissement futures pourraient comporter des occasions de décongestion du pétrole brut à la raffinerie de Wood River.

AMORTISSEMENT ET ÉPUISEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Sables bitumineux	150	110	298	225
Hydrocarbures classiques	277	222	533	458
Raffinage et commercialisation	33	35	65	73
Activités non sectorielles et éliminations	20	12	39	23
	480	379	935	779

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Sables bitumineux au deuxième trimestre a augmenté de 40 M\$ (augmentation de 73 M\$ depuis le début de l'exercice) à cause de la hausse des volumes de vente et des taux d'amortissement et d'épuisement pour tous les biens de Cenovus. Les taux d'amortissement et d'épuisement se sont établis en moyenne à 15 % de plus en raison de l'augmentation des coûts de mise en valeur futurs associés au total des réserves prouvées.

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques a augmenté de 55 M\$ au deuxième trimestre (augmentation de 75 M\$ depuis le début de l'exercice) surtout à cause d'une perte de valeur de 57 M\$ liée aux actifs de Lower Shaunavon qui sont détenus en vue de la vente. Pour le semestre clos le 30 juin 2013, l'accroissement du taux moyen d'amortissement et d'épuisement se chiffrait à 17 % de plus qu'en 2012, en raison de la baisse des réserves prouvées. Les augmentations ont été compensées en partie par une réduction des volumes de vente de gaz naturel.

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. L'augmentation de 2013 est imputable à la dépréciation des améliorations locatives relatives aux nouveaux locaux à bureaux qui a commencé en octobre 2012.

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 profits latents liés à la gestion des risques se sont chiffrés à 26 M\$ au deuxième trimestre (169 M\$ en 2012) et, depuis le début de l'exercice, des pertes latentes de 204 M\$ ont été comptabilisées (profits latents de 233 M\$ en 2012). Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend en outre les coûts à l'échelle de Cenovus au titre des frais généraux et frais d'administration et des activités de financement.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Frais généraux et frais d'administration	82	56	165	149
Charges financières	124	111	247	224
Produits d'intérêts	(23)	(27)	(50)	(56)
(Profit) perte de change, montant net	96	25	148	9
(Profit) perte à la sortie d'actifs	-	(1)	-	(1)
Autre (produit) perte, montant net	(2)	1	-	(4)
	277	165	510	321

Comparaison du trimestre clos le 30 juin 2013 par rapport au trimestre clos le 30 juin 2012

Frais généraux et frais d'administration

Au cours du trimestre, les frais généraux et frais d'administration ont augmenté de 26 M\$ surtout à cause d'une hausse des coûts de location des bureaux ainsi que du coût de la dotation en personnel nécessaire pour soutenir la croissance des activités et de recouvrements au titre des primes d'intéressement à long terme plus élevés en 2012. Pour le semestre clos le 30 juin 2013, la hausse de 16 M\$ est aussi imputable à l'augmentation des coûts de location et de dotation, compensée par la baisse des primes d'intéressement à long terme.

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. Au deuxième trimestre, les charges financières ont été supérieures de 13 M\$ (23 M\$ depuis le début de l'exercice) à celles de 2012 à cause de l'intérêt gagné sur les billets non garantis de premier rang de 1,25 G\$ US émis le 17 août 2012; leur hausse a été compensée par la baisse des intérêts sur l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise, dont le solde fait toujours l'objet de remboursements. Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus, compte non tenu de l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise

libellé en dollars américains, était de 5,3 % au deuxième trimestre (5,2 % en 2012) et de 5,3 % pour le semestre clos le 30 juin 2013 (5,3 % en 2012).

Produits d'intérêts

Les produits d'intérêts se composent des intérêts créditeurs sur les placements à court terme et sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains. Les produits d'intérêts du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2013 ont reculé de 4 M\$ et de 6 M\$, respectivement, ce qui cadre avec la baisse des intérêts créditeurs sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise à mesure que le solde est perçu.

Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
(Profit) perte de change latent	84	9	134	(22)
(Profit) perte de change réalisé	12	16	14	31
	96	25	148	9

La majorité des pertes latentes a trait à la conversion de la dette libellée en dollars américains et s'explique par la dépréciation du dollar canadien au 30 juin 2013, compensée en partie par des profits latents sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains.

Charge d'impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Charge d'impôt exigible				
Canada	57	21	87	83
États-Unis	4	13	58	25
Total de la charge d'impôt exigible	61	34	145	108
Charge d'impôt différé	40	204	79	298
	101	238	224	406
Taux d'imposition effectif	36 %	38 %	39 %	33 %

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 parce qu'il tient compte des écarts permanents, des ajustements au titre des modifications des taux d'imposition et autres dispositions des lois fiscales, des variations des réserves estimatives et d'écarts entre la charge d'impôt et les montants réels déclarés ultérieurement aux autorités fiscales.

Le taux d'imposition effectif de la société reflète également l'application des taux d'imposition prévus par la loi au résultat selon qu'il est de source canadienne ou américaine. Le taux d'imposition effectif de la société au deuxième trimestre est semblable à celui de 2012. Il a augmenté depuis le début de l'exercice par rapport à 2012, parce qu'une proportion plus élevée du résultat net est de source américaine.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2013, la charge d'impôt exigible de la société a augmenté par rapport à 2012, en raison de l'accroissement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles au Canada et de l'utilisation prévue en 2013 de la totalité des pertes opérationnelles nettes résiduelles au niveau fédéral aux États-Unis.

La charge d'impôt différé du deuxième trimestre et du premier semestre de 2013 est moins élevée qu'en 2012 en raison surtout de la baisse du résultat net.

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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2013	2012	2013	2012
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :				
Activités opérationnelles	828	968	1 723	1 633
Activités d'investissement	(803)	(788)	(1 706)	(1 620)
Flux de trésorerie avant les activités de financement, montant net	25	180	17	13
Activités de financement	(183)	(230)	(349)	(92)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	5	(1)	(3)	(7)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(153)	(51)	(335)	(86)

Activités opérationnelles

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont décliné de 140 M\$ au deuxième trimestre (augmentation de 90 M\$ depuis le début de l'exercice), essentiellement par suite de la baisse de 82 M\$ des flux de trésorerie, décrite à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion, et de la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles des six premiers mois de l'exercice ont eux aussi été touchés par la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie.

Compte non tenu des actifs et des passifs liés à la gestion des risques et des actifs et des passifs détenus en vue de la vente, le fonds de roulement de Cenovus s'élevait à 918 M\$ au 30 juin 2013, contre 1 043 M\$ au 31 décembre 2012. La société s'attend à continuer de respecter ses obligations de paiement à mesure qu'elles deviennent exigibles.

Activités d'investissement

Au deuxième trimestre, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont augmenté de 15 M\$ en regard de 2012 (86 M\$ depuis le début de l'exercice), par suite surtout d'une hausse des dépenses d'investissement.

Activités de financement

L'approche rigoureuse que suit la société aux fins de la prise de décisions concernant ses dépenses d'investissement se traduit par l'établissement de priorités concernant les flux de trésorerie, lesquels sont affectés tout d'abord aux dépenses d'investissement qu'elle s'est engagée à effectuer, puis au versement d'un dividende intéressant et enfin, au capital-développement. Au deuxième trimestre, la société a versé un dividende de 0,242 \$ par action (0,22 \$ en 2012), soit une hausse de 10 % par rapport à 2012. Le total des dividendes versés depuis le début de l'exercice s'est chiffré à 367 M\$ (332 M\$ en 2012). La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres.

Au deuxième trimestre, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont diminué de 47 M\$ en raison de l'accroissement des remboursements d'emprunts à court terme au deuxième trimestre de 2012, contrebalancé en partie par une augmentation des dividendes. Pour le semestre clos le 30 juin 2013, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont élevés de 257 M\$ par suite d'une diminution des émissions de titres d'emprunt à court terme en 2013 par rapport à 2012 et de l'augmentation des dividendes.

La dette à long terme de la société se situait à 4 948 M\$ au 30 juin 2013. Aucun remboursement en capital n'est exigible avant septembre 2014 (800 M\$ US). La variation de 269 M\$ de la dette à long terme depuis le 31 décembre 2012 est imputable au change. La trésorerie et les équivalents de trésorerie totalisaient 825 M\$ au 30 juin 2013.

Sources de liquidités disponibles

(en millions de dollars)	Montant	Échéance
Trésorerie et équivalents de trésorerie	825	Sans objet
Facilité de crédit engagée	3 000	Novembre 2016
Prospectus préalable de base au Canada ¹⁾	1 500	Juin 2014
Prospectus préalable de base aux États-Unis ¹⁾	2 000 \$ US	Juillet 2014

¹⁾ Disponibilité assujettie aux conditions du marché.

Une portion des besoins de liquidités futurs de la société peut être financée par la gestion du portefeuille d'actifs. Au premier trimestre de 2013, Cenovus a décidé d'entreprendre un processus de vente publique pour se défaire de ses biens de Lower Shaunavon et de certains de ses biens de Bakken en Saskatchewan. Au deuxième trimestre, la société a conclu une convention visant la vente des actifs de Shaunavon pour un produit de 240 M\$ plus les ajustements de clôture; la vente a été conclue le 3 juillet 2013. Les biens de Bakken sont toujours sur le marché.

Le 9 mai 2013, la société a modifié son prospectus préalable de base aux États-Unis visant des billets non garantis

de premier rang en relevant le montant maximal de 2,0 G\$ US à 3,25 G\$ US. Les modalités des billets, notamment le montant en capital, le choix d'un taux d'intérêt fixe ou variable et les dates d'échéance, seront établies à la date d'émission. Au 30 juin 2013, la société disposait d'un montant inutilisé de 2,0 G\$ US, dont la disponibilité dépend de la conjoncture du marché.

Au 30 juin 2013, Cenovus respectait toutes les conditions de ses conventions d'emprunt.

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 sur 12 mois 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.

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

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

Au 30 juin 2013, la situation financière de Cenovus était assez semblable à celle de la fin de 2012, selon les ratios dette/capitaux permanents et dette/BAIIA ajusté. 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 second rang. Au 30 juin 2013, aucune action préférentielle n'était en circulation.

Dans le cadre de son programme d'intéressement à long terme, Cenovus offre à ses employés un régime d'options sur actions aux termes duquel les employés peuvent exercer des options visant l'achat d'actions ordinaires de Cenovus. Les options émises par Cenovus avant le 24 février 2011 sont assorties de droits à l'appréciation d'actions jumelés (« DAAJ ») et celles émises par la société après le 24 février 2011 sont assorties de droits de règlement net (« DRN »).

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. Les UAD s'acquièrent sur-le-champ et chacune est l'équivalent d'une action ordinaire de Cenovus à la date de rachat.

Les options sur actions sont évaluées à la juste valeur selon le modèle de Black-Scholes-Merton tandis que les autres instruments des régimes de rémunération fondée sur des actions sont évalués à la juste valeur en fonction de la valeur marchande des actions ordinaires de Cenovus. La juste valeur des DAAJ, des UAR et des UAD est évaluée à la date de clôture de chaque période, ce qui les rend sensibles aux fluctuations du cours de l'action ordinaire de Cenovus. La juste valeur des DRN est déterminée à la date d'attribution et n'est pas réévaluée à la date de clôture de chaque période. Comme les DRN représentent une part grandissante des instruments attribués par le programme d'intéressement à long terme, les coûts associés à ce programme seront de moins en moins sensibles aux fluctuations du cours de l'action ordinaire. La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée des DAAJ est de 1,60 année, celle des DRN, de 5,91 années et celle des UAR, de 1,75 année. Se reporter aux notes annexes aux états financiers annuels consolidés pour obtenir des détails sur les régimes de rémunération fondée sur des actions offerts par la société.

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

(en milliers d'unités)

30 juin 2013

Actions ordinaires	755 828
Options sur actions	
DRN	25 828
DAAJ	8 106
DAAJ de remplacement de Cenovus (détenus par les employés d'Encana)	2 672
DAAJ de remplacement d'Encana (détenus par les employés de Cenovus)	4 166
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	
UAR	5 813
UAD	1 172

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 et annuels.

Au premier semestre de l'exercice, Cenovus a conclu divers contrats de transport fermes totalisant environ 10 G\$. Ces contrats, dont certains ont été conclus sous réserve des autorisations réglementaires, ont des termes allant jusqu'à 20 ans après leur date de conclusion et permettront à Cenovus de mieux faire correspondre ses besoins futurs en matière de transport et la croissance prévue de la production.

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 le rapport de gestion annuel de 2012.

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 au risque de liquidité, au risque lié à la sécurité, aux contraintes en matière de transport et à la réalisation des projets de dépenses d'investissement, au risque opérationnel, ainsi qu'au risque lié au remplacement des réserves, à l'environnement et à la réglementation n'a pas changé de manière notable depuis le 31 décembre 2012.

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 2012. Les paragraphes qui suivent constituent un aperçu des activités de gestion du risque lié aux prix des marchandises et de l'effet de la position de gestion des risques de la société sur les résultats du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2013.

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 et les 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 l'intégration et la conclusion de couvertures financières et de contrats à livrer. Le modèle d'affaires de Cenovus, axé sur l'intégration des activités en amont et en aval, permet à la société d'atténuer son exposition aux écarts entre le pétrole léger et le pétrole lourd et aux marges de craquage. En outre, la production de gaz naturel sert de couverture économique sur le gaz employé comme combustible des activités en amont et des raffineries. La société réduit encore son exposition au risque lié aux prix des marchandises à l'aide de divers instruments et de contrats à livrer.

Le détail de ces instruments financiers en cours au 30 juin 2013 est présenté dans les notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires. Leur incidence financière est exposée ci-dessous.

Incidence financière des activités de gestion des risques

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin					
	2013			2012		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	11	21	32	26	261	287
Gaz naturel	8	6	14	75	(97)	(22)
Raffinage	(4)	(3)	(7)	17	5	22
Électricité	5	2	7	(2)	-	(2)
Profit (perte) lié à la gestion des risques	20	26	46	116	169	285
Charge d'impôt sur le résultat	4	5	9	32	43	75
Profit (perte) lié à la gestion des risques, après impôt	16	21	37	84	126	210

(en millions de dollars)	Semestres clos les 30 juin					
	2013			2012		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	54	(169)	(115)	-	291	291
Gaz naturel	27	(36)	(9)	135	(61)	74
Raffinage	(8)	(1)	(9)	12	8	20
Électricité	5	2	7	(2)	(5)	(7)
Profit (perte) lié à la gestion des risques	78	(204)	(126)	145	233	378
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat	18	(52)	(34)	38	59	97
Profit (perte) lié à la gestion des risques, après impôt	60	(152)	(92)	107	174	281

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2013, la gestion du risque lié aux prix des marchandises s'est traduite par des profits réalisés sur les instruments financiers conclus à l'égard du pétrole brut, du gaz naturel et de l'électricité, car les prix contractuels convenus étaient supérieurs aux prix des marchandises sous-jacentes sur le marché. Au deuxième trimestre, la société a comptabilisé des profits latents sur les instruments financiers conclus à l'égard du pétrole brut et du gaz naturel par suite de la baisse des prix à terme des marchandises, annulée en partie par le rétrécissement des écarts entre le pétrole léger et le pétrole lourd, comparativement aux prix en vigueur à la clôture du trimestre précédent, et par le dénouement de positions réglées. Pour le semestre clos le 30 juin 2013, la société a comptabilisé des pertes latentes sur les instruments financiers conclus à l'égard du pétrole brut par suite du dénouement de positions réglées et du rétrécissement des écarts à terme entre le pétrole léger et le pétrole lourd; ces éléments ont été en partie neutralisés par la baisse des prix à terme du pétrole brut par rapport aux prix en vigueur à la clôture de l'exercice précédent. 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 2012.

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 2012 sont expliqués plus amplement le mode de présentation et les méthodes comptables significatives de la société.

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

Les jugements d'importance critique sont ceux que la direction doit poser lors de l'application des méthodes comptables qui ont le plus d'effet sur les montants comptabilisés par Cenovus dans les états financiers consolidés annuels et intermédiaires et les notes annexes. Le 1^{er} janvier 2013, comme convenu, la société a adopté les normes se rapportant aux partenariats, à la consolidation et aux entreprises associées, qui exigent le recours à des jugements d'importance critique. Se reporter à la rubrique « Partenariats, consolidation, entreprises associées et informations à fournir » présentée plus bas pour obtenir des détails. D'autres renseignements sur les jugements

comptables que la société utilise lors de l'application des méthodes comptables se trouvent dans les notes annexes aux états financiers consolidés et le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

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 premier semestre de 2013. Pour obtenir plus de renseignements sur les principales sources d'incertitude relative aux estimations, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés et au rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

Changements de méthodes comptables

Partenariats, consolidation, entreprises associées et informations à fournir

Comme il en est fait mention dans les états financiers consolidés, à compter du 1^{er} janvier 2013, Cenovus a adopté, comme convenu, IFRS 10, *États financiers consolidés*, (« IFRS 10 »), IFRS 11, *Partenariats*, (« IFRS 11 »), IFRS 12, *Informations à fournir sur les participations dans d'autres entités*, (« IFRS 12 ») et la version modifiée d'IAS 28, *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises*, (« IAS 28 »).

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

Aux termes d'IFRS 11, les participations dans des partenariats sont classées comme des entreprises communes ou des coentreprises en fonction des droits et des obligations des parties à l'entreprise. Cenovus a procédé à un examen complet de ses participations dans d'autres entités et a déterminé que deux d'entre elles, FCCL Partnership (« FCCL ») et WRB Refining LP (« WRB »), prises individuellement, constituaient une participation importante. La société participe au contrôle conjoint de ces deux entités. Auparavant, Cenovus comptabilisait ces entités sous contrôle conjoint selon la méthode de la consolidation proportionnelle.

Cenovus a examiné ces partenariats en tenant compte de leur structure, de la forme juridique des véhicules distincts, le cas échéant, des stipulations contractuelles des partenariats et d'autres faits et circonstances. Le classement des partenariats dans le cadre de l'application par Cenovus de la méthode comptable exposée dans IFRS 11 fait appel au jugement. Il a été déterminé que Cenovus possède des droits sur les actifs et des obligations au titre des passifs de FCCL et de WRB. Par conséquent, ces partenariats ont été traités en tant qu'entreprises communes conformément à IFRS 11, et la quote-part revenant à Cenovus des actifs, des passifs, des produits et des charges a été comptabilisée dans les états financiers consolidés intermédiaires.

Pour déterminer le classement adéquat de ses partenariats conformément à IFRS 11, Cenovus a pris en compte les facteurs suivants :

- L'opération par laquelle FCCL et WRB ont été constituées avait pour objectif la mise sur pied d'une coentreprise intégrée d'exploitation du pétrole lourd en Amérique du Nord. Le recours à deux partenariats pour former une coentreprise intégrée, au départ neutre sur le plan de la fiscalité, se justifiait du fait que les actifs sont situés dans différents territoires de compétence fiscale. Les partenariats sont des entités intermédiaires dotées d'une durée de vie limitée.
- Les partenariats exigent des partenaires (Cenovus d'une part et ConocoPhillips ou Phillips 66 d'autre part, ou leurs filiales respectives) qu'ils fassent des apports si les fonds sont insuffisants pour que les partenariats s'acquittent de leurs obligations ou règlent leurs passifs. L'expansion passée et future de FCCL et de WRB est tributaire du financement consenti par les partenaires au moyen d'effets à payer et de prêts octroyés aux partenariats. Les partenariats n'ont pas contracté d'emprunts auprès de tiers.
- Le fonctionnement de FCCL est le même que celui de la plupart des relations de participation directe de l'Ouest canadien, dans lesquelles un partenaire est l'exploitant et extrait les produits au nom de l'ensemble des participants. La structure de WRB est fort semblable, à ceci près que son contexte opérationnel est celui du raffinage.
- À titre d'exploitants, Cenovus et Phillips 66, par l'intermédiaire de filiales entièrement détenues, assurent la commercialisation, achètent les charges d'alimentation nécessaires et s'occupent du transport et du stockage pour le compte des partenaires, car les accords interdisent aux partenariats d'effectuer eux-mêmes ces tâches. En outre, les partenariats n'ont pas d'employés et ne pourraient donc pas s'en acquitter.
- Dans chacun des deux partenariats, la production revient à l'un des deux partenaires, ce qui indique que les partenaires ont des droits sur les avantages économiques découlant des actifs et l'obligation de financer les passifs des partenariats.

L'application de ces normes n'a pas eu d'incidence sur les montants comptabilisés des actifs, des passifs et du résultat global de la société.

Avantages du personnel

Comme il en est fait mention dans les états financiers consolidés, à compter du 1^{er} janvier 2013, Cenovus a adopté, comme convenu, IAS 19, *Avantages du personnel*, dans sa version modifiée en juin 2011 (« IAS 19M »). Cenovus a appliqué la norme de manière rétrospective, comme convenu, et conformément aux dispositions transitoires. L'état consolidé de la situation financière d'ouverture de la période comparative la plus récente présentée (1^{er} janvier 2012) a été retraité.

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

Selon IAS 19M, les indemnités de cessation d'emploi doivent être comptabilisées à la première des dates suivantes : la date où la société ne peut plus retirer son offre d'indemnité et la date où elle comptabilise des coûts de restructuration. Cette modification n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés.

L'incidence de l'adoption d'IAS 19M n'est pas significative et s'établit comme suit :

États consolidés des résultats et du résultat global

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2012	Semestre clos le 30 juin 2012	Exercice clos le 31 décembre 2012
Augmentation (diminution) liée aux éléments suivants :			
Résultat net	1	1	2
Autres éléments du résultat global	(2)	(2)	(4)

États consolidés de la situation financière

(en millions de dollars)	31 décembre 2012	1 ^{er} janvier 2012
Augmentation (diminution) liée aux éléments suivants :		
Passif net au titre des prestations définies ¹⁾	32	30
Impôt différé	(8)	(8)
Capitaux propres	(24)	(22)

1) Comprend les régimes de retraite à prestations définies et autres avantages postérieurs à l'emploi.

Évaluation de la juste valeur

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

Présentation des autres éléments du résultat global

Le 1^{er} janvier 2013, Cenovus a adopté IAS 1, *Présentation des états financiers*, (« IAS 1 »), dans sa version modifiée en juin 2011. La version modifiée exige que les sociétés répartissent les postes représentant les autres éléments du résultat global entre deux catégories : 1) éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net ou 2) ceux qui seront reclassés ultérieurement en résultat net lorsque certaines conditions seront remplies. Cette version modifiée a fait l'objet d'une application rétrospective complète et, par conséquent, la présentation des postes des autres éléments du résultat global a été modifiée. L'adoption de cette norme modifiée ne s'est traduite par aucun ajustement des autres éléments du résultat global ni du résultat global lui-même.

Compensation des actifs financiers et des passifs financiers

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

Prises de position futures en comptabilité

En mai 2013, l'IASB a publié une modification d'IAS 36, *Dépréciation d'actifs*. Selon cette modification, les entités doivent fournir la valeur recouvrable d'une unité génératrice de trésorerie dépréciée. La modification sera en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2014. L'adoption anticipée est permise.

Une description des autres normes et des interprétations que Cenovus adoptera pour des périodes futures se trouve dans les notes annexes aux états financiers consolidés et dans le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

Aucun changement n'a été apporté au contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») au cours du trimestre clos le 30 juin 2013 qui aurait eu ou serait raisonnablement susceptible d'avoir une incidence significative sur le CIIF.

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

TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE

Cenovus entend exploiter son entreprise de façon responsable et intégrer ses principes en matière de responsabilité d'entreprise à son mode de conduite des affaires. Sa politique en matière de responsabilité d'entreprise continue d'orienter ses engagements, sa stratégie et sa communication d'information tout en cadrant avec ses objectifs et procédés de nature commerciale. Cette politique et le rapport sur la responsabilité d'entreprise peuvent être consultés dans le site Web de Cenovus à l'adresse cenovus.com.

En juin 2013, pour la troisième fois, Cenovus a été désignée par la revue *Corporate Knights* parmi les 50 meilleures entreprises citoyennes du Canada. Cenovus a aussi été désignée pour la deuxième fois de suite l'une des 50 principales sociétés socialement responsables du Canada par la revue *Maclean's* et *Sustainalytics*. Cette reconnaissance de l'engagement souligne les efforts en matière de responsabilité d'entreprise que Cenovus déploie pour équilibrer la performance économique, sociale et environnementale et la gouvernance. Cenovus est aussi incluse dans les indices Dow Jones de développement durable – Amérique du Nord et Monde.

PERSPECTIVES

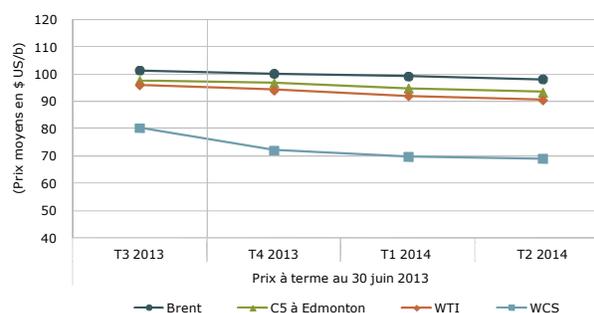
La société poursuit sa progression vers la réalisation de son plan stratégique décennal en visant une production de bitume nette provenant des sables bitumineux d'environ 435 000 barils par jour et une production pétrolière nette totalisant quelque 525 000 barils par jour d'ici la fin de 2023. Pour réaliser ses plans d'expansion, la société prévoit procéder à d'autres agrandissements à Foster Creek, à Christina Lake et à Narrows Lake et entreprendre de nouveaux projets à Grand Rapids et à Telephone Lake. La société poursuivra la mise en valeur de ses ressources liées aux sables bitumineux en phases multiples selon une approche inspirée de la fabrication à faible coût grâce à la technologie, à l'innovation et au respect continu de la santé et sécurité de son personnel, tout en accordant une importance de premier ordre à la performance environnementale et à un dialogue constructif avec les parties prenantes.

Prix des marchandises sous-tendant les résultats financiers

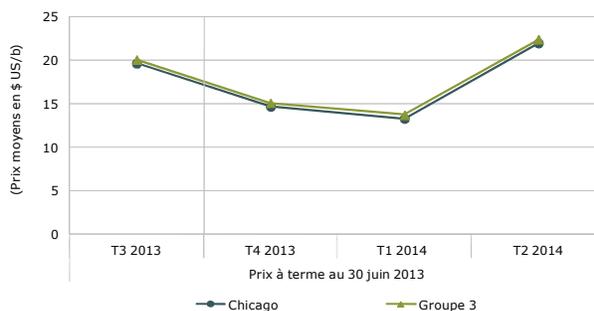
L'évolution future des prix relatifs à la production de pétrole brut de la société dépendra des facteurs suivants :

- les perspectives globales pour les prix du pétrole brut resteront étroitement liées à la croissance économique mondiale et aux interruptions de la production. Les analystes semblent d'accord pour dire que la croissance économique mondiale s'améliorera au deuxième semestre de 2013 et en 2014. À court terme, les prix resteront sans doute volatils et sensibles aux attentes changeantes sur les marchés;
- les écarts Brent-WTI devraient continuer de rétrécir au cours du deuxième semestre de 2013 à mesure que de nouvelles capacités de transport par pipeline seront construites et permettront le transport du pétrole brut de Cushing jusqu'aux marchés de la côte américaine du golfe du Mexique. On s'attend à ce que l'écart rétrécisse, mais les prix du WTI devraient rester inférieurs à ceux du Brent;
- on prévoit que les prix du WCS vont reculer en regard des prix en vigueur sur la côte américaine du golfe du Mexique et des prix du WTI. Plusieurs nouveaux projets de sables bitumineux seront en effet entrepris au cours des prochains mois, de sorte que l'offre intérieure de pétrole brut lourd devrait augmenter et recommencer à soumettre le réseau pipelinier à des contraintes.
- Les marges de craquage des raffineries ont déjà cédé pas mal de terrain par rapport aux niveaux élevés du début du trimestre, à mesure que la maintenance des raffineries de la région de Chicago s'achève. Les marges de craquage des raffineries continueront de rester dans le bas de la fourchette des deux dernières années tant que les escomptes sur le pétrole brut intérieur rétrécissent. Les raffineurs qui traitent le brut du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien devraient continuer de dégager des marges solides, contrairement à ceux qui traitent du pétrole brut WTI, qui vont probablement subir une diminution des marges à mesure que l'écart entre le Brent et le WTI rétrécit;
- les prix du gaz naturel devraient rester aux alentours de 4 \$ US/MBtu tout au long de l'été, mais ils subiront l'incidence de la température estivale et du rythme de progression de l'offre. Les ajouts récents aux infrastructures, qui permettent à une plus grande quantité de gaz d'atteindre le marché, ne devraient pas entraîner une hausse des prix au cours du prochain trimestre. Les prix devraient plutôt se raffermir d'ici la fin de l'exercice.

Prix de référence du pétrole brut – Prix à terme



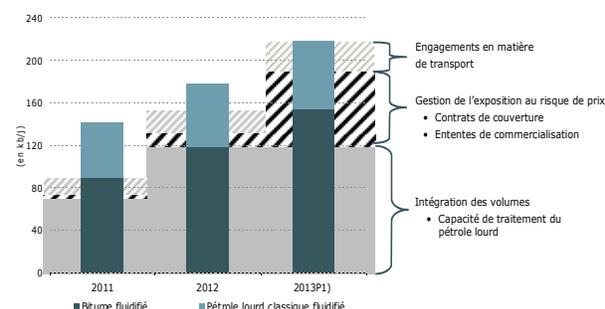
Marges de craquage 3-2-1 de référence des raffineries – Prix à terme



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

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

Protection contre la congestion du brut au Canada



1) Capacité de production nette prévue.

Mise à jour des priorités pour 2013

Accès aux marchés

À court et à moyen terme, la société s'efforce stratégiquement d'accéder à de nouveaux marchés pour son pétrole canadien. 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 étendre sa capacité de transport ferroviaire à environ 10 000 barils par jour d'ici la fin de 2013 en prenant des engagements à l'égard de 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. Au cours du deuxième trimestre de 2013, la société a acheminé par chemin de fer environ 7 900 barils par jour, ce qui lui a permis de réaliser des prix plus élevés sur son pétrole brut et de diversifier sa clientèle. Elle a aussi conclu pour 7 G\$ de nouveaux engagements de transport par pipeline (dont certains comprennent des montants liés à des projets qui sont en attente d'approbation réglementaire) afin de mieux faire correspondre ses besoins de transport futurs et sa croissance prévue.

Structure de coûts à long terme

Cenovus possède déjà un excellent dossier en matière d'efficacité des coûts. Si elle veut continuer de respecter son plan d'affaires, 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 dispose par exemple d'un bon nombre d'occasions d'améliorer l'efficacité de ses coûts en gérant encore mieux sa chaîne d'approvisionnement de façon à améliorer les dépenses d'investissement et à comprimer les charges opérationnelles.

Autres enjeux d'importance

La société se doit de gérer avec sagacité ses activités pour favoriser ses plans d'expansion. Les principaux enjeux sont l'obtention en temps opportun des autorisations des organismes de réglementation et des partenaires, la conformité avec le 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 rapport de gestion annuel de la société. Les lecteurs sont également invités à consulter les indications de 2013 publiées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com à l'occasion de la parution du communiqué de presse du 12 décembre 2012 et la mise à jour de ces indications publiée dans le communiqué de presse du 24 juillet 2013.

MISE EN GARDE

Information prospective

Le présent document contient des énoncés prospectifs et d'autres informations (collectivement, l'« information prospective ») à propos des attentes, des estimations et des projections de la société à la lumière de son expérience et de sa perception des tendances historiques. L'information prospective dans le présent document se reconnaît à des termes comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « cibler », « projeter » ou « P », « pouvoir », « accent », « vision », « but », « proposé », « programmé », « perspective », « éventuel », « prévu », « objectif », « 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 connexes, de la valeur future projetée ou de la valeur de l'actif net projetée, des projections contenues dans les indications de 2013, du résultat opérationnel et des résultats financiers projetés, des dépenses d'investissement prévues, de la production future attendue, notamment en ce qui concerne le calendrier, la stabilité ou la croissance de celle-ci, de la capacité de raffinage future prévue, de l'élargissement de l'accès aux marchés, de l'amélioration de la structure de coûts, des frais de découverte et de mise en valeur prévus, des réserves prévues et des estimations de ressources éventuelles et prometteuses, 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 en vue de réduire l'empreinte environnementale de la société, 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 présentées dans les prévisions actuelles de Cenovus (consulter cenovus.com); les dépenses d'investissement prévues par Cenovus, la souplesse des budgets d'immobilisations prévues et leurs sources de financement connexes; les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; la capacité d'obtenir les approbations nécessaires de la part des autorités de réglementation et des partenaires; la réalisation fructueuse et dans les délais des projets d'immobilisations ou de leurs étapes; la capacité de Cenovus de dégager des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles suffisants pour s'acquitter de ses obligations présentes et futures et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents déposés par Cenovus auprès des autorités en valeurs mobilières.

Les indications pour 2013, publiées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com, ont été mises à jour; le lecteur y trouvera la description détaillée des événements et circonstances qui ont motivé la publication d'un communiqué de presse, le 24 juillet 2013.

Pour la période allant de 2014 à 2023, les hypothèses sont les suivantes : Brent, 100,00 \$ US à 110,00 \$ US; WTI, 96,00 \$ US à 106,00 \$ US/b; Western Canada Select, 71,00 \$ CA à 91,00 \$ CA/b; NYMEX, 4,50 \$ US à 4,75 \$ US/MBtu; AECO, 3,89 \$ CA à 4,31 \$ CA/GJ; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 12,00 \$ US à 15,00 \$ US; taux de change, 1,00 \$ US/\$ CA; nombre moyen d'actions en circulation, après dilution, environ 780 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; 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 intermédiaires; 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 de la gestion des risques de Cenovus, se reporter à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion et du rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2012. Pour une 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 2012, lesquels sont disponibles sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov et sur notre site Web 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
Autre			
MC	Marque de commerce de Cenovus Energy Inc.		