



RAPPORT DE GESTION POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 30 SEPTEMBRE 2013

TABLES DE MATIÈRES

APERÇU DE CENOVUS.....	2
FAITS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS DU TRIMESTRE	5
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL	7
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	10
RÉSULTATS FINANCIERS.....	12
SECTEURS À PRÉSENTER	19
SABLES BITUMINEUX.....	20
HYDROCARBURES CLASSIQUES.....	27
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	32
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	35
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	37
GESTION DES RISQUES	39
JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	41
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	43
TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE	43
PERSPECTIVES	44
MISE EN GARDE.....	46
ABRÉVIATIONS.....	47

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société »), daté du 23 octobre 2013, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre clos le 30 septembre 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 « Résultats financiers » ou « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

APERÇU DE CENOVUS

Cenovus est une société pétrolière canadienne intégrée dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta, et dont les actions sont négociées à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York. Au 30 septembre 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 cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, la production moyenne de pétrole brut et de LGN (ensemble, le « pétrole brut ») de Cenovus a dépassé 176 000 barils par jour, la production moyenne de gaz naturel a été de 535 Mpi³/j et les activités de raffinage ont traité en moyenne 440 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 461 000 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.

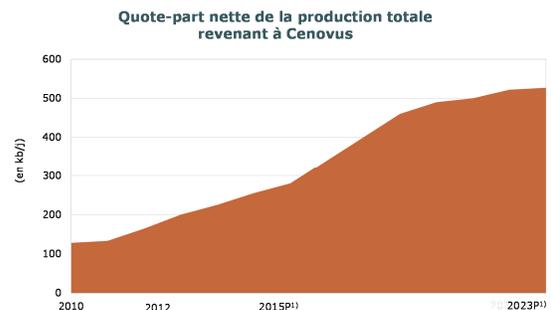
L'approche intégrée de la société permet à Cenovus de profiter de chaque maillon de la chaîne de valeur, de la production jusqu'aux produits finaux de qualité supérieure comme les carburants de transport. Elle repose sur l'ensemble du portefeuille d'actifs de la société :

- 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) 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 pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 (b/j)	Volumes de production brute pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 (b/j)	Capacité de production brute actuellement prévue (b/j)
Projets existants				
Foster Creek	50	53 450	106 900	310 000
Christina Lake	50	45 211	90 422	310 000
Narrows Lake	50	-	-	130 000
Nouveaux projets				
Telephone Lake	100	-	-	300 000
Grand Rapids	100	-	-	180 000

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 en production. Des travaux d'expansion sont en cours aux phases F, G et H; la production supplémentaire de la phase F devrait commencer au troisième trimestre de 2014 et celle des phases G et H, en 2015 et en 2016, respectivement. 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, dont la production sera de 50 000 barils par jour; l'autorisation des organismes de réglementation devrait parvenir à la société au premier trimestre de 2015.

À Christina Lake, les phases A à E 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, qui comportera une centrale de cogénération, et G, dont la production supplémentaire devrait commencer en 2016 et en 2017, respectivement. Au premier trimestre de 2013, Cenovus a déposé une évaluation des incidences environnementales visant la phase H, qui représente une production de 50 000 barils par jour; la société prévoit recevoir l'autorisation des organismes de réglementation au quatrième trimestre de 2014.

Pour ce qui est du 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 construction de l'usine de la phase A a commencé en août 2013, et la production devrait pouvoir débuter en 2017.

Telephone Lake et Grand Rapids sont deux des nouveaux projets de Cenovus. Au projet Telephone Lake, situé dans la région de Borealis, un projet pilote d'évacuation d'eau a été entrepris au quatrième trimestre de 2012 et devrait être terminé d'ici la fin d'octobre 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 au deuxième trimestre de 2014. Au projet Grand Rapids, situé quant à lui 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 d'une production de 180 000 barils par jour. L'autorisation des organismes de réglementation devrait parvenir à la société au quatrième trimestre de 2013.

Dans la région de l'Athabasca se situe aussi le bien Pelican Lake, entièrement détenu par la société. Bien qu'il produise du pétrole lourd classique à l'aide de l'injection de polymères, ce bien appartient au secteur Sables bitumineux pour ce qui est de sa gestion. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, sa production s'est située en moyenne à 24 162 barils par jour.

Hydrocarbures classiques

La production de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques génère toujours des flux de trésorerie à court terme stables, assure la diversification des sources de revenu de la société et rend possible la mise en valeur des actifs liés aux sables bitumineux. La production de gaz naturel constitue une couverture économique à l'égard du gaz naturel nécessaire à l'alimentation en carburant des activités 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)	Période de neuf mois close le 30 septembre 2013	
	Pétrole brut ¹⁾	Gaz naturel
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	771	314
Investissement	493	17
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite de l'investissement	278	297

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 avarié. 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/j)
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)	Période de neuf mois close le 30 septembre 2013
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	985
Investissement	70
Excédent des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite de l'investissement	915

Technologie et environnement

Le développement de technologies joue un rôle décisif dans toutes les facettes des activités de Cenovus. 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 de pétrole brut difficiles d'accès, 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 les trois premiers trimestres 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 troisième trimestre de 2013 a continué de témoigner du dynamisme de l'approche intégrée de Cenovus. Dans l'ensemble, l'intégration des activités de la société et la croissance de la production de pétrole brut ont contribué à atténuer le recul des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de raffinage au cours du trimestre. Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles en amont ont augmenté de 29 % grâce à la hausse des prix du brut et du gaz naturel et à l'accroissement de la production de pétrole brut. Les prix de vente de brut ont augmenté principalement par suite du rétrécissement de l'écart entre le West Texas Intermediate (« WTI ») et le Western Canadian Select (« WCS »). Si le rétrécissement de l'écart WTI-WCS a contribué à la hausse des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles en amont, il a aussi accru le coût du pétrole brut alimentant les raffineries; ce facteur s'est combiné à une baisse considérable des marges de craquage pour influencer à la baisse sur les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles de raffinage.

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

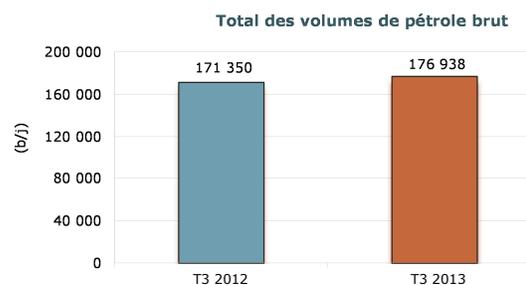
Au troisième trimestre, la production moyenne de pétrole brut du secteur Sables bitumineux s'est établie à 126 650 barils par jour, soit une hausse de 6 % principalement attribuable à l'augmentation de la production à Christina Lake. La production moyenne du trimestre à Christina Lake s'est chiffrée à 52 732 barils par jour, soit une hausse de 63 %, car la phase D fonctionne maintenant à plein rendement et la phase E, qui est la dixième phase d'expansion, est entrée en production vers le milieu de juillet 2013. Comme pour les phases C et D, la société prévoit qu'il faudra six à neuf mois avant que la phase E atteigne le plein rendement prévu de 138 000 barils par jour, ce qui devrait se produire au début de 2014.

Dans le secteur Hydrocarbures classiques, la production moyenne de pétrole brut a été de 50 288 barils par jour, ce qui représente un recul de 1 898 barils par jour. La solide performance des puits horizontaux, redevable à la campagne de forage en cours, a annulé le recul de la production causé par la vente des biens de Shaunavon en juillet 2013. Avant la conclusion de la vente, ce bien a produit 3 600 barils par jour en moyenne au deuxième trimestre de 2013.

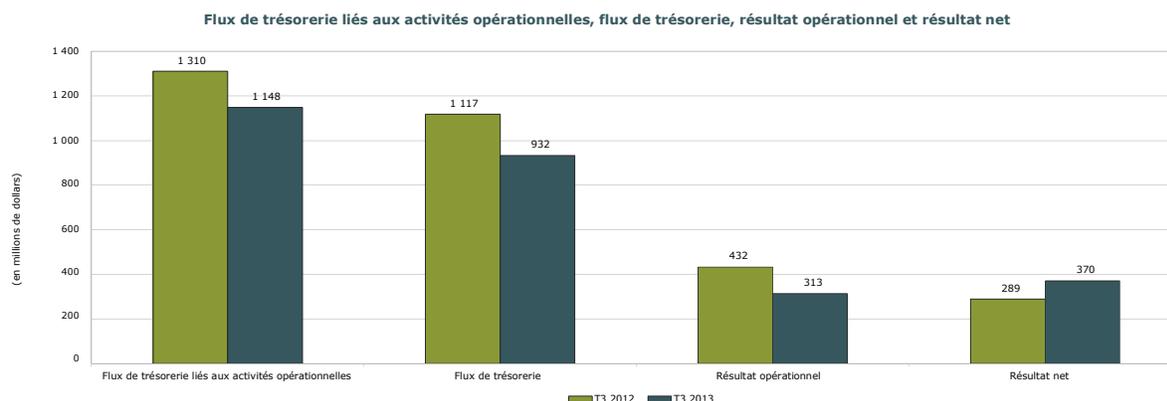
Les installations de raffinage de la société ont traité en moyenne 464 000 barils bruts par jour de pétrole brut (442 000 en 2012), dont 240 000 barils bruts par jour de brut lourd (210 000 en 2012). La production s'est chiffrée à 487 000 barils bruts par jour de produits raffinés, soit une augmentation d'environ 24 000 barils bruts par jour, ou 5 %, car la production de produits raffinés de la période correspondante de l'exercice précédent avait été entravée par des arrêts de production mineurs des raffineries.

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

- la production à Foster Creek s'est établie en moyenne à 49 092 barils par jour, ce qui signifie une baisse de 22 % et s'explique par plusieurs problèmes liés à la production, qui sont décrits à la rubrique « Sables bitumineux » de la section « Secteurs à présenter »;
- la production à Pelican Lake s'est établie en moyenne à 24 826 barils par jour, ayant progressé de 5 % grâce à la mise en service de plusieurs nouveaux puits intercalaires tout au long de 2012 et de 2013 ainsi qu'aux meilleurs résultats du programme d'injection de polymères;
- la société a reçu l'autorisation des organismes de réglementation à l'égard d'un programme d'optimisation aux phases C, D et E de Christina Lake, qui devraient ajouter une capacité brute de 22 000 barils par jour en 2015;
- la cession des biens de Shaunavon a été clôturée et a permis d'encaisser un produit d'environ 240 M\$;
- la production de gaz naturel a diminué de 9 % et s'est établie en moyenne à 523 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 4 100 barils par jour de pétrole brut classique jusqu'à la côte est et les États-Unis.



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

Les activités en amont ont été portées par la hausse des prix du pétrole brut et du gaz naturel et par l'accroissement de la production à Christina Lake. Les prix de vente du pétrole brut ont monté de 32 %, principalement sous l'effet du rétrécissement de 20 % de l'écart de prix WTI-WCS, pour se chiffrer en moyenne à 17,48 \$ US le baril pour le trimestre (21,72 \$ US le baril en 2012). Les activités de raffinage ont vu leurs flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles diminuer par suite du rétrécissement des marges de craquage et de la hausse des coûts du pétrole brut alimentant les raffineries, ce qui cadre avec le rétrécissement de l'écart de prix WTI-WCS et la hausse des coûts associés aux numéros d'identification renouvelables (« NIR »). La marge de craquage 3-2-1 sur le marché de Chicago et celle sur le marché du groupe 3 ont diminué de 19,45 \$ US le baril et de 18,64 \$ US le baril, respectivement.

Les flux de trésorerie ont diminué de 17 % et se sont chiffrés à 932 M\$, principalement par suite d'une diminution des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation et des pertes réalisées liées à la gestion des risques, alors qu'au trimestre correspondant de 2012, les activités de gestion des risques s'étaient soldées par des profits; la baisse des flux de trésorerie a été en partie compensée par l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles en amont.

En août, la société a mené à terme un appel public à l'épargne aux États-Unis visant des billets non garantis de premier rang d'un capital de 800 M\$ US. Le produit net du placement a été utilisé pour financer en partie le remboursement anticipé des billets non garantis de premier rang de 800 M\$ US de Cenovus qui devaient arriver à échéance en septembre 2014.

La société a versé un dividende de 0,242 \$ l'action au troisième trimestre (0,22 \$ l'action en 2012), soit une hausse de 10 % par rapport à 2012, ce qui témoigne de la détermination de la société, jamais démentie, à verser des dividendes stables et durables pour assurer un rendement total aux actionnaires.

Les paragraphes qui suivent présentent d'autres points saillants du troisième trimestre de 2013 par rapport au troisième trimestre de 2012.

Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires se sont chiffrés à 5 075 M\$, soit une augmentation de 735 M\$, ou 17 %, en raison principalement des facteurs suivants :

- le prix de vente moyen du pétrole brut (compte non tenu des opérations de couverture financière) a monté de 32 % et s'est établi à 86,28 \$ le baril;
- les produits des activités de raffinage ont augmenté, surtout grâce à la hausse de la production de produits raffinés;
- les produits des activités de commercialisation ont augmenté du fait des ventes à des tiers réalisées afin d'acquiescer une plus grande souplesse opérationnelle;
- les prix et les volumes des condensats se sont accrus;
- les volumes de production de pétrole brut ont été plus élevés.



Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 1 148 M\$, ce qui signifie une diminution de 162 M\$, ou 12 %, imputable à ce qui suit :

- les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation ont diminué de 390 M\$ en raison d'une baisse considérable des marges de craquage due à la hausse du coût du pétrole brut alimentant les raffineries découlant elle-même de la montée des cours des marchandises, au rétrécissement des escomptes sur le pétrole brut et à la hausse des coûts liés aux NIR. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par l'augmentation de la production de produits raffinés;
- la perte réalisée liée à la gestion des risques en amont s'est chiffrée à 12 M\$ avant impôt, contre un profit de 99 M\$ en 2012.

Ces facteurs ont été compensés en partie par les éléments suivants :

- une augmentation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles en amont découlant de la hausse des prix de vente moyens du brut et du gaz naturel et de l'accroissement des volumes de production de pétrole brut.

Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel s'est chiffré à 313 M\$, soit une baisse de 28 %, à cause de la diminution des flux de trésorerie analysée ci-dessus et de l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement; cette baisse a été en partie compensée par la diminution de la charge d'impôt différé (exclusion faite de l'impôt sur le résultat relatif au profit réalisé lié à la gestion des risques et à la perte de change latente liée aux activités autres qu'opérationnelles) et par un profit de change réalisé de 33 M\$ sur le remboursement anticipé de certains instruments d'emprunt.

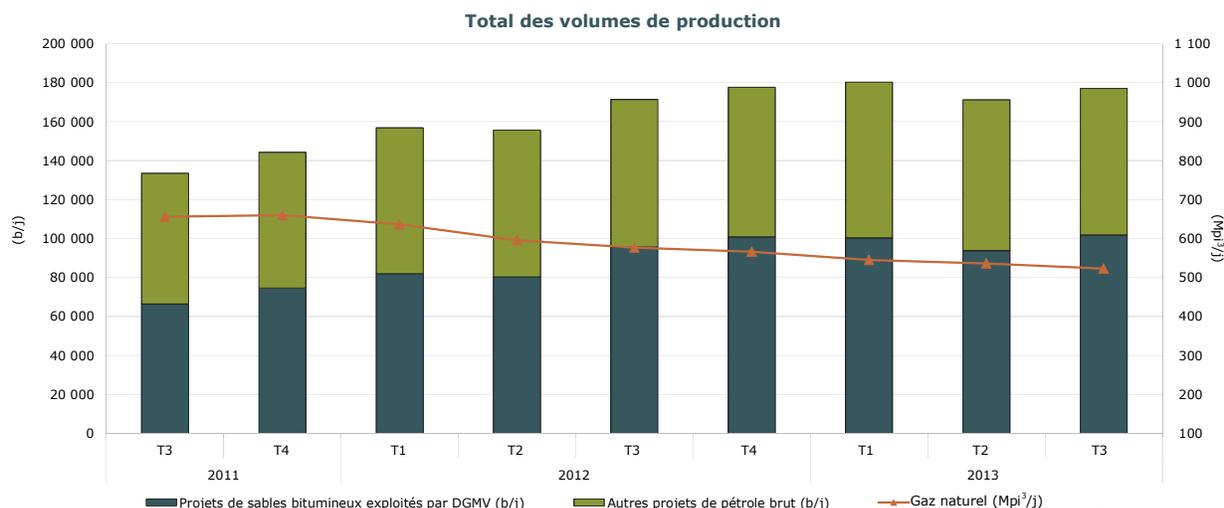
Résultat net

Le résultat net a monté de 28 % pour atteindre 370 M\$, principalement parce que la gestion des risques s'est soldée par un profit latent, contrairement à 2012 où elle avait entraîné une perte.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 743 M\$, soit 10 % de moins qu'en 2012, principalement à cause d'une diminution des dépenses consenties par les secteurs Activités non sectorielles et Raffinage et commercialisation et d'une baisse des dépenses du secteur Hydrocarbures classiques découlant de la réduction des dépenses d'investissement au bien Shaunavon. Pour ce qui est des activités liées aux sables bitumineux, les dépenses ont diminué à Pelican Lake, où la société a ralenti le rythme de l'injection de polymères afin de mieux l'harmoniser à la croissance de la production, ainsi qu'à Telephone Lake, où les dépenses accrues consacrées au projet pilote d'évacuation d'eau ont été contrebalancées par la comptabilisation de crédits d'impôt à la recherche scientifique et au développement expérimental. La diminution des dépenses d'investissement a été en partie contrebalancée par des dépenses plus élevées à Foster Creek et à Christina Lake, où elles ont financé l'aménagement des phases d'expansion qui se poursuit, ainsi qu'à Narrows Lake, où la construction de la phase A a débuté au cours du trimestre.

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL



Volumes de production de pétrole brut

(en barils par jour)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2013	Variation	2012	2013	Variation	2012
Sables bitumineux						
Foster Creek	49 092	(22) %	63 245	53 450	(7) %	57 421
Christina Lake	52 732	63 %	32 380	45 211	58 %	28 577
Pelican Lake	24 826	5 %	23 539	24 162	9 %	22 231
Hydrocarbures classiques						
Pétrole lourd	15 507	- %	15 492	16 163	1 %	15 938
Pétrole moyen et léger	33 651	(6) %	35 695	36 081	- %	36 083
LGN ¹⁾	1 130	13 %	999	1 018	(2) %	1 041
Total de la production de pétrole brut	176 938	3 %	171 350	176 085	9 %	161 291

¹⁾ Les LGN comprennent les volumes de condensats.

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, la production de pétrole brut a augmenté, surtout à Christina Lake. La production tirée de la phase D de Christina Lake, qui a commencé au troisième trimestre de 2012, a atteint le plein rendement au cours du premier trimestre de 2013, et la mise en service de la phase E a été réalisée vers le milieu de juillet 2013.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2013, la production à Foster Creek s'est établie en moyenne à 49 092 barils par jour, soit une baisse de 22 % par rapport à 2012 qui est attribuable à divers facteurs. Au troisième trimestre de 2012, la production moyenne à Foster Creek s'était chiffrée à 63 245 barils par jour (soit une production brute de 126 490 barils par jour), ce qui était supérieur à la capacité nominale de l'usine. Au quatrième trimestre de 2012, Cenovus a pris la décision de retarder jusqu'en 2013 certains reconditionnements prévus. Ce report des activités de maintenance s'est traduit par une accumulation du nombre de puits devant être reconditionnés. En 2013, la société a rattrapé son retard en matière d'entretien de puits. Ces facteurs, jumelés à une révision prévue au calendrier qui a commencé au troisième trimestre de 2013 et fait diminuer la production d'environ 4 400 barils par jour et à des problèmes mineurs de traitement, ont contribué à la baisse de la production par rapport à l'exercice précédent.

Quant à la production à Pelican Lake, elle a progressé grâce à la mise en service de nouveaux puits intercalaires en 2012 et en 2013 et aux meilleurs résultats du programme d'injection de polymères.

La production de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques a un peu diminué au cours du troisième trimestre et est restée à peu près la même au cours des neuf premiers mois, car la meilleure performance des puits horizontaux découlant du programme de forage en cours a été en partie annulée par la cession des biens de Shaunavon. Avant la conclusion de la vente, ce bien a produit en moyenne 3 600 barils par jour au deuxième trimestre de 2013 et 4 200 barils par jour depuis le début de l'exercice (4 265 barils par jour pour les neuf premiers mois de 2012).

Volumes de production de gaz naturel

(en Mpi ³ par jour)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Hydrocarbures classiques	498	550	512	569
Sables bitumineux	25	27	23	33
	523	577	535	602

Étant donné la faiblesse des prix des marchandises, la gestion des dépenses consacrées au gaz naturel a entraîné un recul de la production de gaz naturel du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, conformément à la décision de Cenovus de concentrer ses efforts sur les projets à rendement élevé et d'affecter les dépenses d'investissement aux biens pétroliers.

Prix nets opérationnels

	Trimestres clos les 30 septembre				Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	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⁾	86,28	2,83	65,35	2,30	69,91	3,20	67,89	2,25
Redevances	7,40	0,05	7,83	0,02	5,28	0,05	6,91	0,03
Transport et fluidification ²⁾	3,61	0,10	2,45	0,08	3,00	0,11	2,69	0,10
Charges opérationnelles	15,29	1,13	14,14	1,08	15,88	1,14	14,27	1,05
Taxes à la production et impôts miniers	0,59	0,03	0,53	0,02	0,58	0,02	0,56	0,02
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	59,39	1,52	40,40	1,10	45,17	1,88	43,46	1,05
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(2,02)	0,38	2,02	1,24	0,45	0,31	0,66	1,21
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	57,37	1,90	42,42	2,34	45,62	2,19	44,12	2,26

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 25,16 \$ le baril pour le trimestre clos le 30 septembre 2013 (23,06 \$ le baril en 2012) et à 28,05 \$ le baril pour la période de neuf mois close à la même date (26,96 \$ le baril en 2012).

Au cours du trimestre clos le 30 septembre 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 18,99 \$ le baril par rapport à celui de 2012, surtout grâce à la hausse des prix de vente. Cette augmentation concorde avec la hausse des prix de référence, le prix moyen du WTI ayant monté de 13,61 \$ US le baril et l'écart WTI-WCS ayant rétréci pour s'établir à 4,24 \$ US le baril; elle s'explique aussi par la diminution des redevances. L'augmentation du prix net opérationnel moyen a été en partie contrebalancée par l'accroissement des frais de transport et de fluidification et des charges opérationnelles.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 monté de 1,71 \$ le baril par rapport à celui de 2012, surtout à cause de la hausse des prix de vente et de la baisse des redevances. Cette augmentation a été en partie annulée par la hausse des charges opérationnelles. La hausse des prix de vente a concordé avec la hausse des prix de référence, le prix moyen du WCS ayant monté de 1,18 \$ US le baril, en dépit de l'élargissement de l'écart WTI-WCS, le prix du WTI ayant augmenté davantage que celui du WCS.

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 0,42 \$ et de 0,83 \$ le kpi³ au troisième trimestre et au cours des neuf premiers mois de l'exercice, 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 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2013	Variation	2012	2013	Variation	2012
Production de pétrole brut (kb/j)	464	5 %	442	440	(1) %	446
Pétrole brut lourd	240	14 %	210	223	5 %	213
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	101	3 %	98	96	(3) %	99
Produits raffinés (kb/j)	487	5 %	463	461	(1) %	467

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

La production de pétrole brut, y compris le pétrole lourd, les taux d'utilisation du brut et la production de produits raffinés ont augmenté au cours du trimestre clos le 30 septembre étant donné que les deux raffineries ont fonctionné presque sans interruption au cours du trimestre. Pour la période de neuf mois écoulée depuis le début de l'exercice, la production de pétrole brut, le taux d'utilisation du pétrole brut et la production de produits raffinés ont diminué en raison des activités de maintenance prévues effectuées au premier trimestre et de l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur au deuxième trimestre de 2013. Malgré ces diminutions, la quantité de pétrole brut lourd traité a augmenté de 5 %, ce qui démontre la capacité de la société à traiter une plus grande proportion de pétrole lourd ainsi que l'optimisation de la charge d'alimentation totale.

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⁾

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre				
	2013	2012	T3 2013	T2 2013	T3 2012
Prix du pétrole brut (\$ US/b)					
Contrats à terme normalisés sur le Brent					
Moyenne	108,49	112,20	109,65	103,35	109,42
Fin de la période	108,37	112,39	108,37	102,16	112,39
WTI					
Moyenne	98,20	96,16	105,81	94,17	92,20
Fin de la période	102,33	92,19	102,33	96,56	92,19
Écart moyen Brent/WTI	10,29	16,04	3,84	9,18	17,22
WCS					
Moyenne	75,34	74,16	88,33	75,01	70,48
Fin de la période	70,39	82,26	70,39	82,16	82,26
Écart moyen WTI/WCS	22,86	22,00	17,48	19,16	21,72
Prix moyen des condensats (C5 à Edmonton)	104,24	101,83	103,79	101,45	96,12
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	(6,04)	(5,67)	2,02	(7,28)	(3,92)
Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries (\$ US/b)					
Chicago	24,93	27,61	16,19	31,06	35,64
Midwest Combined (« groupe 3 »)	24,17	28,59	17,35	27,24	35,99
Moyenne des prix du gaz naturel					
Prix AECO (\$ CA/GJ)	3,00	2,07	2,67	3,40	2,08
Prix NYMEX (\$ US/MBtu)	3,67	2,59	3,58	4,09	2,81
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/MBtu)	0,57	0,41	0,89	0,56	0,61
Taux de change (\$ US/\$ CA)					
Moyenne	0,977	0,998	0,963	0,977	1,005

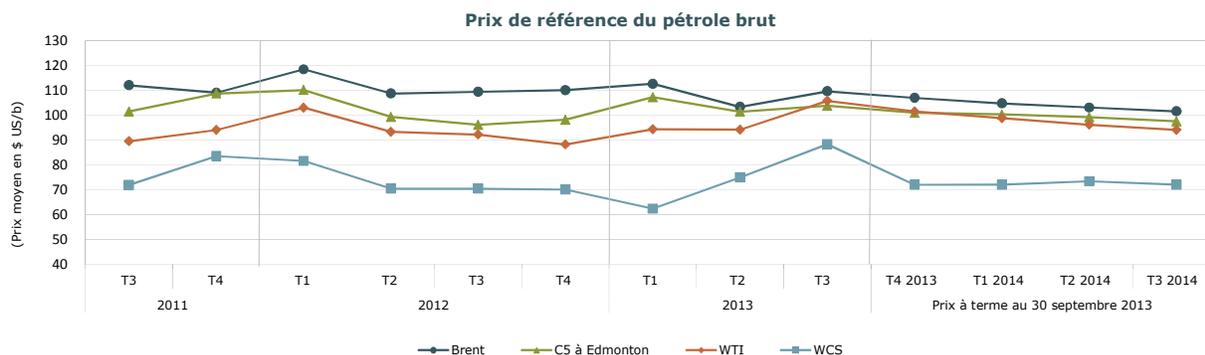
1) Ces prix de référence ne sont pas le reflet des prix de vente réalisés par la société. Pour obtenir les prix de vente réalisés moyens et les résultats de la gestion des risques de la société, se reporter au tableau des prix nets opérationnels de la rubrique « Résultat opérationnel » du présent rapport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

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 augmenté de 0,23 \$ US le baril pour le trimestre, par rapport à 2012, en raison des insuffisances plus fréquentes de l'offre à l'échelle mondiale causées surtout par l'agitation ouvrière et politique en Libye et le spectre des nouvelles pénuries que pourrait entraîner l'aggravation du conflit syrien. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, le prix moyen du brut Brent s'est replié de 3,71 \$ US en raison des doutes formulés au printemps à l'égard du rythme de la croissance économique chinoise, alors qu'en 2012 les prix s'étaient enflammés devant la situation nucléaire en Iran et les sanctions économiques qui en ont découlé.

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. Le prix moyen du WTI a augmenté de 13,61 \$ US le baril pour le trimestre clos le 30 septembre 2013 et de 2,04 \$ US le baril pour la période de neuf mois close à la même date, comparativement aux périodes correspondantes de 2012. Ces augmentations font suite à la construction de la nouvelle infrastructure de transport par pipeline entre la région de Cushing et la côte américaine du golfe du Mexique, qui a contribué à soulager la congestion qui s'était créée en raison de la vive croissance de l'offre intérieure aux États-Unis.

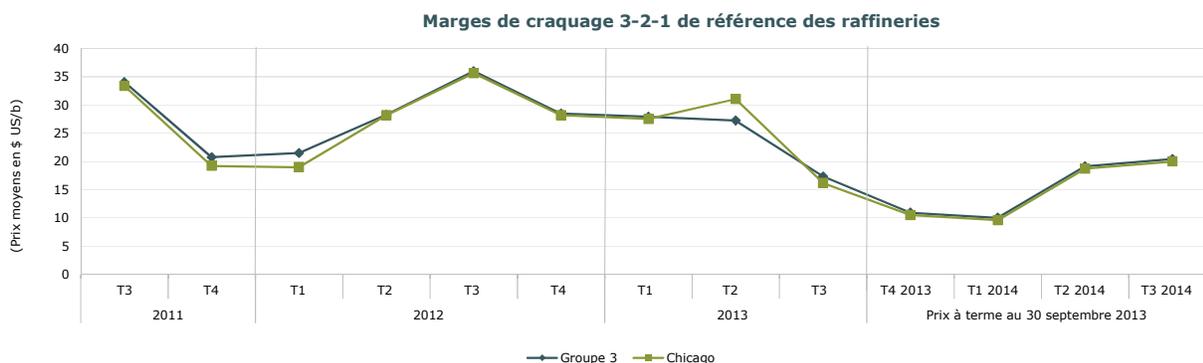
Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. Ce pétrole lourd fluidifié se négocie à un escompte par rapport au WTI, qui est le prix de référence du pétrole léger. L'écart moyen entre le WTI et le WCS a rétréci de 4,24 \$ US le baril au troisième 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 des expansions de pipelines et de l'utilisation plus rationnelle des pipelines existants. Des accroissements substantiels du transport ferroviaire et des interruptions plus fréquentes de l'approvisionnement ont également permis de réduire la congestion du transport pipelinier pour toutes les qualités de pétrole brut. Au cours des neuf premiers mois de 2013, l'écart WTI-WCS moyen s'est élargi de 0,86 \$ US en raison des problèmes de congestion plus importants éprouvés au début de l'année.



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; les fluctuations des prix ne sont généralement pas parallèles. Les écarts relatifs aux condensats à Edmonton se sont réduits de 5,94 \$ US le baril au troisième trimestre, et les condensats se sont échangés à un escompte par rapport au WTI pour la première fois depuis le troisième trimestre de 2010. En effet, les prix des condensats se sont raffermis aux États-Unis, mais ceux du WTI ont augmenté encore plus sous l'effet la réduction de la congestion du transport pipelinier. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, les écarts WTI-condensats se sont élargis de 0,37 \$ US le baril par rapport à 2012, car l'accès plus aisé aux marchés d'exportation pour les condensats produits aux États-Unis a favorisé les prix sur la côte du golfe du Mexique, et la demande grandissante de condensats au Canada a raffermi encore les prix à Edmonton; l'élargissement des écarts a cependant été amoindri par la montée des prix du WTI.

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

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. Les marges de craquage qu'obtient la société sont tributaires de nombreux autres facteurs dont la diversité des sources de charge de pétrole brut, la configuration de la raffinerie et la production, outre les coûts de la charge d'alimentation qui sont établis selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti. Les marges de craquage moyennes sur le marché intérieur de Chicago, aux États-Unis, et sur le marché du groupe 3 ont chuté au troisième trimestre de 2013 par rapport à 2012, principalement à cause du renforcement des prix du WTI lorsque les problèmes de congestion se sont résolus et par suite de la production accrue de pétrole brut des raffineries, qui a maintenu un ample approvisionnement des marchés. Les marges de craquage moyennes pour les deux marchés ont également reculé pour les neuf premiers mois de l'exercice en raison de la hausse des prix du WTI au cours du troisième trimestre de 2013.



Autres prix de référence

Les prix moyens du gaz naturel ont augmenté au cours du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2013, car l'incidence de la croissance de la production de gaz naturel dans le nord-est des États-Unis et de l'hiver exceptionnellement doux de l'exercice précédent s'est graduellement estompée. Les bas prix de 2012 ont fait considérablement ralentir la croissance de l'offre ailleurs que dans le nord-est des États-Unis, tandis que la croissance stable de la demande a permis aux marchés de rester équilibrés : le secteur de l'énergie n'est pas passé du charbon au gaz pour alimenter ses centrales comme il le fait parfois en raison des prix.

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 à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, le dollar canadien s'est incliné devant le dollar américain par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent, entraîné par un repli généralisé du marché des produits de base.

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)	Périodes de neuf mois closes les		2013			2012				2011	
	30 septembre 2013	2012	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits des activités ordinaires	13 910	13 118	5 075	4 516	4 319	3 724	4 340	4 214	4 564	4 329	3 858
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles¹⁾	3 478	3 473	1 148	1 119	1 211	963	1 310	1 078	1 085	1 019	945
Flux de trésorerie¹⁾	2 774	2 946	932	871	971	697	1 117	925	904	851	793
dilués par action	3,66	3,88	1,23	1,15	1,28	0,92	1,47	1,22	1,19	1,12	1,05
Résultat opérationnel^{1), 2)}	959	1 056	313	255	391	(188)	432	284	340	332	303
dilué par action ²⁾	1,27	1,39	0,41	0,34	0,52	(0,25)	0,57	0,37	0,45	0,44	0,40
Résultat net²⁾	720	1 112	370	179	171	(117)	289	397	426	266	510
de base par action ²⁾	0,95	1,47	0,49	0,24	0,23	(0,15)	0,38	0,53	0,56	0,35	0,68
dilué par action ²⁾	0,95	1,47	0,49	0,24	0,23	(0,15)	0,38	0,52	0,56	0,35	0,67
Dépenses d'investissement³⁾	2 364	2 390	743	706	915	978	830	660	900	903	631
Dividendes en numéraire par action	549	498	182	183	184	167	166	166	166	151	150
	0,726	0,66	0,242	0,242	0,242	0,22	0,22	0,22	0,22	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

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, les produits des activités ordinaires ont monté de 735 M\$ (17 %) et de 792 M\$ (6 %), respectivement.

(en millions de dollars)	Trimestre	Période de neuf mois
Produits des activités ordinaires des périodes closes le 30 septembre 2012	4 340	13 118
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :		
Sables bitumineux	345	434
Hydrocarbures classiques	87	172
Raffinage et commercialisation	393	463
Activités non sectorielles et éliminations	(90)	(277)
Produits des activités ordinaires des périodes closes le 30 septembre 2013	5 075	13 910

Les produits en amont ont augmenté de 31 % au cours du troisième trimestre du fait de la hausse des prix de vente du pétrole brut et des condensats, de l'accroissement des volumes de vente de pétrole brut et de condensats et de l'augmentation des prix réalisés sur le gaz naturel, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par la baisse de la production de gaz naturel.

Les produits en amont ont augmenté de 14 % au cours des neuf premiers mois de l'exercice sous l'effet de l'accroissement des volumes de vente de pétrole brut, de la hausse des prix de vente du gaz naturel, de l'accroissement des volumes de condensats servant à la fluidification, de l'augmentation des prix de vente du pétrole brut, de la diminution des redevances et de l'augmentation des prix des condensats, facteurs qui ont été annulés par une réduction de la production de gaz naturel.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté de 13 % et de 5 %, respectivement. Au troisième trimestre de 2013, la société a vu une hausse des produits tirés des ventes à des tiers, effectuées dans le but d'acquiescer une meilleure souplesse en matière d'activités opérationnelles, hausse qui s'explique par l'accroissement des volumes d'achat de pétrole brut et la hausse des prix du pétrole brut et des condensats. Les produits tirés du raffinage ont augmenté aussi, surtout par suite de l'accroissement de la production de produits raffinés.

Les produits tirés des ventes à des tiers ont été supérieurs, pour les neuf premiers mois de l'exercice, en raison des volumes d'achat accrus de pétrole brut et des prix plus élevés du brut et des condensats. Les produits tirés du raffinage ont augmenté en raison du repli du dollar canadien et d'une augmentation des prix des produits raffinés, facteurs qui ont été en partie contrebalancés par une réduction de la production de produits raffinés par suite des travaux de maintenance réalisés comme prévu au premier trimestre et de l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur au deuxième trimestre.

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

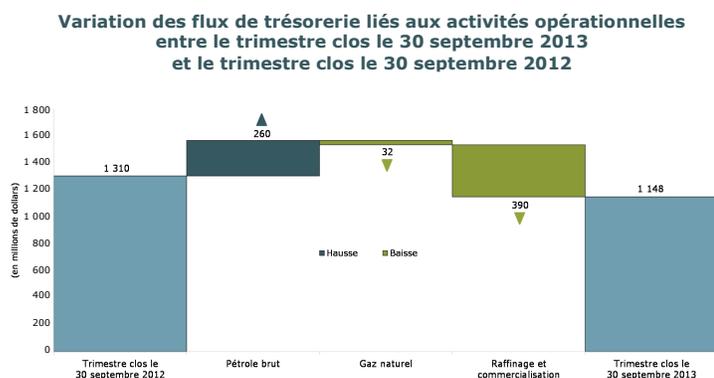
Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles constituent une mesure hors PCGR qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'un exercice à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie des actifs de la société. Les flux de trésorerie 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		Périodes de neuf mois closes	
	30 septembre 2013	2012	les 30 septembre 2013	2012
Produits des activités ordinaires	5 265	4 440	14 352	13 283
(Ajouter) déduire :				
Produits achetés	3 172	2 403	8 065	7 500
Frais de transport et de fluidification	464	398	1 482	1 323
Charges opérationnelles	437	419	1 342	1 203
Taxe sur la production et impôts miniers	11	9	30	28
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	33	(99)	(45)	(244)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	1 148	1 310	3 478	3 473

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

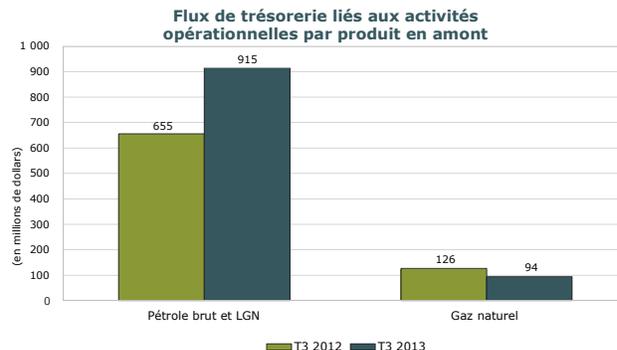
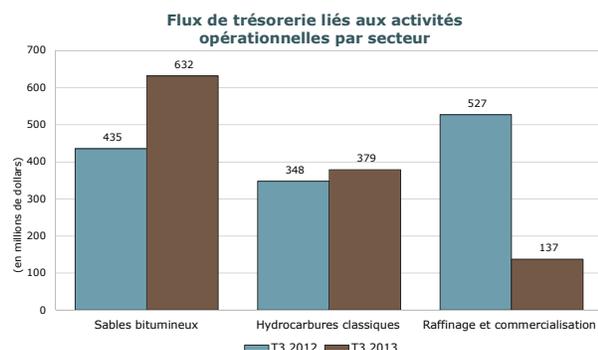
Au cours du troisième trimestre, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont régressé de 162 M\$, ou 12 %.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables à la production de pétrole brut ont augmenté de 40 % en raison de la hausse des prix de vente moyens qui coïncide avec la hausse du prix de référence du WTI, le rétrécissement de l'écart WTI-WCS et l'accroissement des volumes de production, facteurs en partie contrebalancés par les activités de gestion des risques qui ont entraîné des pertes réalisées, alors qu'en 2012 elles avaient réalisé des profits, ainsi que par l'augmentation des charges opérationnelles et des frais de transport et de fluidification.



Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles tirés du gaz naturel ont reculé de 25 % 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 74 %, principalement sous l'effet du profond recul des marges de craquage et des hausses des coûts de la charge d'alimentation des raffineries, ce qui concorde avec le rétrécissement des écarts WTI-WCS et l'augmentation du coût des NIR. Leur baisse a été en partie compensée par l'accroissement de la production de produits raffinés.

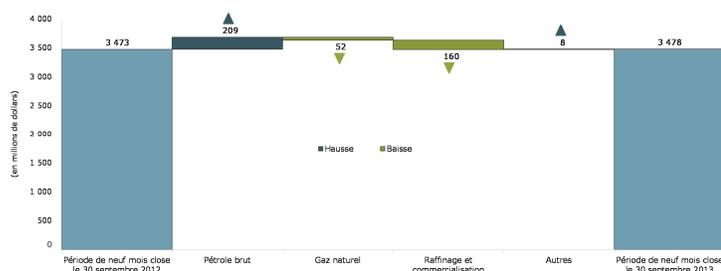


Variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 2012

Au cours des neuf premiers mois de l'exercice, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont progressé de 5 M\$.

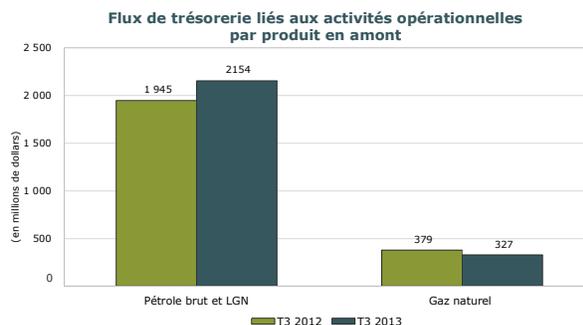
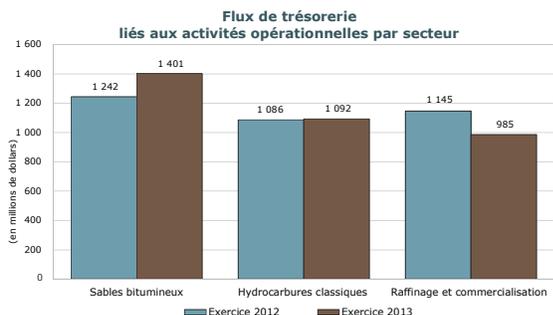
Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables à la production de pétrole brut ont augmenté de 11 % en raison de l'accroissement des volumes de production, de la hausse des prix de vente moyens qui concorde avec celle des prix de référence et de la réduction des redevances, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des charges opérationnelles.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 par rapport à la période close le 30 septembre 2012



Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles tirés du gaz naturel ont reculé de 14 % 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 régressé de 14 % sous l'effet du resserrement des marges de craquage, de l'augmentation des coûts de la charge d'alimentation des raffineries qui coïncide avec la hausse du prix de référence du WCS et des coûts liés aux NIR, ainsi que de la diminution de la production de produits raffinés découlant de la maintenance effectuée comme prévu au premier trimestre et de l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur survenue au deuxième trimestre.



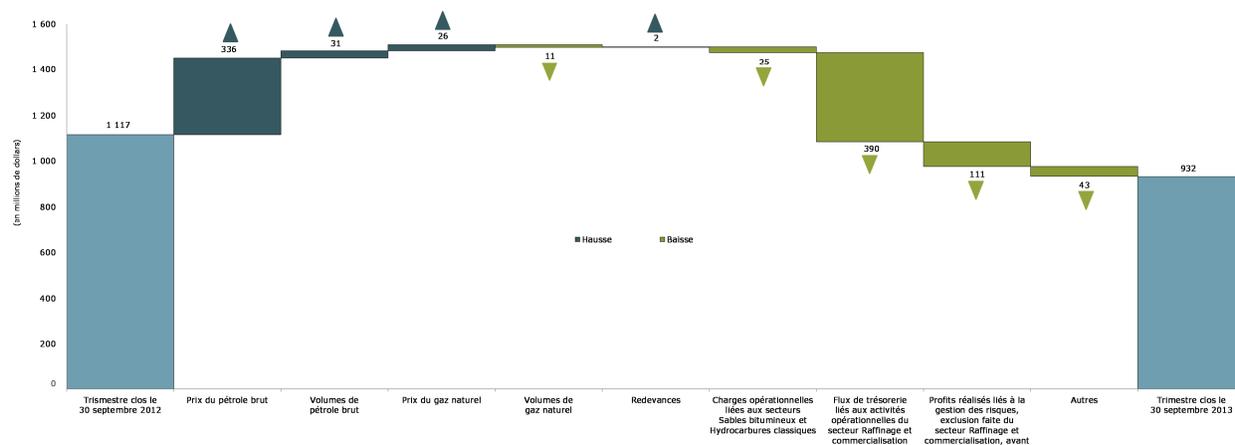
D'autres détails sur les facteurs expliquant la variation des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles figurent à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	840	1 029	2 563	2 662
(Ajouter) déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(25)	(19)	(90)	(71)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(67)	(69)	(121)	(213)
Flux de trésorerie	932	1 117	2 774	2 946

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



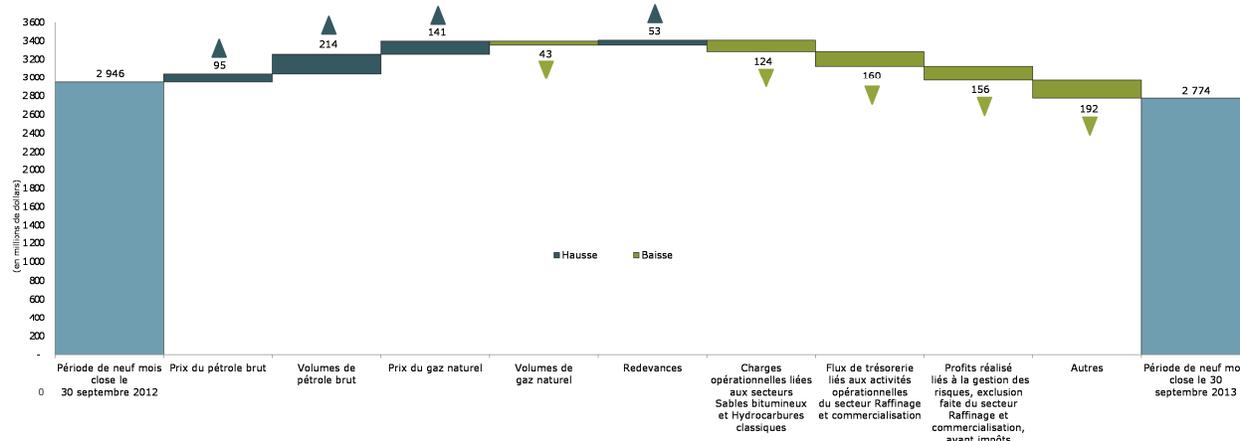
Au troisième trimestre, les flux de trésorerie de Cenovus ont diminué de 185 M\$, ou 17 %, principalement en raison des facteurs suivants :

- la réduction de 390 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation. Cette réduction fait suite à la baisse considérable des marges de craquage et à la hausse des coûts du pétrole brut alimentant les raffineries; elle est conforme au rétrécissement des écarts WTI-WCS et s'explique aussi par la hausse des coûts associés aux NIR, facteurs qui ont été en partie neutralisés par l'accroissement de la production de produits raffinés;
- les pertes réalisées liées à la gestion des risques de 12 M\$ avant impôt, exclusion faite du secteur Raffinage et commercialisation, alors que les activités de gestion des risques s'étaient soldées par des profits de 99 M\$ en 2012;
- l'augmentation des charges financières, principalement occasionnée par une prime de 32 M\$ US payée au remboursement anticipé de billets non garantis de premier rang d'un capital de 800 M\$ US qui devaient arriver à échéance en septembre 2014;
- l'augmentation de 26 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles en amont relatives au pétrole brut, attribuable en partie à l'accroissement de la production de pétrole brut. Les charges opérationnelles liées au pétrole brut ont augmenté de 1,15 \$ le baril pour atteindre 15,29 \$ le baril en raison de la hausse des prix du carburant qui coïncide avec l'augmentation du prix du gaz naturel de référence AECO et avec la plus grande utilisation de carburant, de la recrudescence des activités de reconditionnement et de l'augmentation des coûts de l'électricité par suite de l'augmentation des prix sur le marché et de la consommation;
- un fléchissement de 9 % 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 32 % du prix de vente moyen du pétrole brut, qui s'est chiffré à 86,28 \$ le baril;
- une diminution de 36 M\$ de l'impôt exigible grâce à un recouvrement d'impôts aux États-Unis par suite de la révision à la baisse des revenus de source américaine estimatifs pour l'exercice 2013;
- un accroissement de 3 % des volumes de vente du pétrole brut de la société;
- une augmentation de 23 % du prix de vente moyen du gaz naturel, qui s'est établi à 2,83 \$ le kpi³.

Variation des flux de trésorerie pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 2012



Pour les neuf premiers mois de l'exercice, les flux de trésorerie de Cenovus ont diminué de 172 M\$, principalement en raison des facteurs suivants :

- la diminution de 160 M\$ des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles du secteur Raffinage et commercialisation sous l'effet de la détérioration des marges de craquage, de l'augmentation du coût de la charge d'alimentation en pétrole brut des raffineries qui correspond à une hausse des prix de référence et des coûts associés aux NIR, de même que de la réduction de la production des produits raffinés occasionnée par les activités de maintenance prévues au calendrier et effectuées au premier trimestre ainsi que de l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur au deuxième trimestre;
- les profits réalisés liés à la gestion des risques de 74 M\$, avant impôt, exclusion faite du secteur Raffinage et commercialisation, contre des profits de 230 M\$ en 2012;
- une hausse de 124 M\$ des charges opérationnelles liées aux activités en amont, qui découle en partie de l'accroissement de la production de pétrole brut. Les charges opérationnelles liées au pétrole brut ont augmenté de 1,61 \$ le baril pour atteindre 15,88 \$ le baril en raison principalement de la hausse des prix du carburant qui coïncide avec l'augmentation du prix de référence AECO et de la consommation accrue de carburant, de l'intensification 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;
- 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\$ comptabilisée au deuxième trimestre de 2013;
- un fléchissement de 11 % de la production de gaz naturel, par suite des déclinis normaux de rendement prévus;
- une augmentation des charges financières imputable principalement à la prime de 32 M\$ US versée au remboursement anticipé de billets non garantis de premier rang de 800 M\$ US qui devaient arriver à échéance en septembre 2014.

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

- une hausse de 7 % des volumes de vente de pétrole brut de la société;
- une augmentation de 42 % du prix de vente moyen réalisé pour le gaz naturel, qui s'est établi à 3,20 \$/kpi³;
- une hausse de 3 % du prix de vente moyen du pétrole brut, qui s'est chiffré à 69,91 \$/b;
- une réduction de 53 M\$ des redevances, essentiellement celles liées à Foster Creek, par suite de la baisse des volumes de production de pétrole brut et de l'augmentation des dépenses d'investissement et des charges opérationnelles.

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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Résultat net	370	289	720	1 112
Ajouter (déduire) :				
(Profits) pertes latents liés à la gestion des risques, après impôt ¹⁾	(5)	218	147	44
(Profits) pertes de change non opérationnels latents, après impôt ²⁾	(53)	(76)	91	(100)
Profit (perte) à la sortie d'actifs, après impôt	1	1	1	-
Résultat opérationnel	313	432	959	1 056

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 119 M\$, ou 28 %, au troisième trimestre. Cette baisse s'explique principalement par les éléments suivants :

- la diminution des flux de trésorerie analysée plus haut;
- l'augmentation de 33 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement, principalement imputable à la hausse des taux d'amortissement et d'épuisement.

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

- la diminution de 56 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 dégagé aux États-Unis;
- un profit de change de 33 M\$ réalisé au remboursement anticipé de billets non garantis de premier rang de 800 M\$ US qui devaient arriver à échéance en septembre 2014.

Le résultat opérationnel des neuf premiers mois de l'exercice a diminué de 97 M\$, ou 9 %, principalement en raison des facteurs suivants :

- l'augmentation de 189 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement, compte tenu de la perte de valeur comptabilisée au deuxième trimestre de 2013 relativement aux biens de Lower Shaunavon qui étaient destinés à la vente;
- la diminution des flux de trésorerie analysée plus haut.

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

- la diminution de 164 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;
- la charge de néant ou le recouvrement de primes d'intéressement à long terme hors trésorerie comptabilisé en 2013, comparativement à une charge en 2012;
- la diminution des frais de prospection;
- le profit de change de 33 M\$ réalisé à l'extinction d'instruments d'emprunt.

Variation du résultat net

(en millions de dollars)	Trimestre	Période de neuf mois
Résultat net des périodes closes le 30 septembre 2012	289	1 112
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	(162)	5
Activités non sectorielles et éliminations :		
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques, après impôt	223	(103)
(Profit) perte de change latent	(12)	(168)
Charges ¹⁾	(27)	(59)
Amortissement et épuisement	(33)	(189)
Prospection	-	(41)
Impôt sur le résultat, à l'exclusion de l'impôt sur le (profit) perte latent lié à la gestion des risques	92	163
Résultat net des périodes closes le 30 septembre 2013	370	720

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

En plus des variations analysées plus haut dans les rubriques sur les flux de trésorerie et le résultat opérationnel, le résultat net a augmenté de 28 % au cours du troisième trimestre, principalement grâce aux profits latents, de 5 M\$ après impôt, liés à la gestion des risques comptabilisés au cours du trimestre, comparativement à des pertes de 218 M\$ comptabilisées en 2012. Cette hausse a été en partie annulée par les profits de change latents de 48 M\$ comptabilisés au cours du trimestre à l'étude, comparativement à des profits de 60 M\$ en 2012.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, le résultat net de la société a diminué de 35 % à cause surtout des pertes de change latentes de 86 M\$, comparativement à des profits de 82 M\$ en 2012, de même qu'en raison des pertes latentes liées à la gestion des risques, de 147 M\$ après impôt, contre des pertes de 44 M\$ en 2012.

Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Sables bitumineux	523	516	1 731	1 606
Hydrocarbures classiques	178	231	510	591
Raffinage et commercialisation	19	38	70	60
Activités non sectorielles	23	45	53	133
Dépenses d'investissement	743	830	2 364	2 390
Acquisitions	1	8	5	44
Sorties d'actifs	(241)	-	(242)	(65)
Dépenses d'investissement, montant net¹⁾	503	838	2 127	2 369

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, la mise en valeur de la phase A de Narrows Lake et les activités de forage intercalaire liées à l'injection de polymères à Pelican Lake. L'augmentation des dépenses d'investissement a été en partie neutralisée par la réduction des dépenses consacrées à Telephone Lake, où les travaux de forage et la construction des installations du projet pilote d'évacuation d'eau se sont terminés au troisième trimestre de 2012, par la comptabilisation de crédits d'impôt à la recherche scientifique et au développement expérimental au troisième trimestre de 2013 et par la réduction des dépenses consenties à l'égard de Pelican Lake, où la société a ralenti le rythme de l'injection de polymères afin de mieux l'harmoniser à la croissance de la production en 2013. Les dépenses d'investissement ont porté sur le forage de 337 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, et elles ont été contrebalancées par la réduction des dépenses consacrées à Shaunavon.

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 sommes accordées au développement de technologies sont incluses dans les dépenses d'investissement. 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Flux de trésorerie	932	1 117	2 774	2 946
Dépenses d'investissement (capitaux engagés et capital-développement)	743	830	2 364	2 390
Flux de trésorerie disponibles ¹⁾	189	287	410	556
Dividendes versés	182	166	549	498
	7	121	(139)	58

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 septembre 2013, la trésorerie et les équivalents de trésorerie pouvant servir à financer des dépenses d'investissement futures se chiffraient à environ 1 G\$. 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 avarié.

Raffinage et commercialisation, qui se concentre sur le raffinage de produits de pétrole brut en produits pétroliers et chimiques dans deux raffineries situées aux États-Unis. Ces raffineries sont détenues conjointement avec Phillips 66 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		Périodes de neuf mois closes	
	30 septembre 2013	2012	les 30 septembre 2013	2012
Sables bitumineux	1 269	924	3 285	2 851
Hydrocarbures classiques	537	450	1 584	1 412
Raffinage et commercialisation	3 459	3 066	9 483	9 020
Activités non sectorielles et éliminations	(190)	(100)	(442)	(165)
	5 075	4 340	13 910	13 118

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 Telephone Lake et Grand Rapids. Le secteur Sables bitumineux comprend de plus le bien de gaz naturel d'Athabasca dont une partie de la production sert de combustible pour les activités du bien Foster Creek, qui est adjacent.

Au troisième 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 63 % et a atteint 52 732 barils par jour en moyenne. La phase D a atteint le plein rendement en 2013 et la phase E, qui est la dixième phase d'expansion de Cenovus, est entrée en service en juillet 2013;
- la production moyenne s'est établie à 49 092 barils par jour à Foster Creek, ce qui représente une baisse de 22 % occasionnée par certaines difficultés au chapitre de la production qui seront analysées plus loin;
- la société a reçu l'autorisation des organismes de réglementation à l'égard d'un programme d'optimisation aux phases C, D et E de Christina Lake, qui devraient ajouter une capacité brute de 22 000 barils bruts par jour en 2015;
- les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont monté de 45 % grâce à la hausse des prix de vente du pétrole brut et à l'accroissement des volumes de production.

Sables bitumineux – pétrole brut

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes	
	30 septembre 2013	2012	les 30 septembre 2013	2012
Chiffre d'affaires brut	1 324	998	3 368	2 994
Déduire : redevances	67	84	124	175
Produits des activités ordinaires	1 257	914	3 244	2 819
Charges				
Transport et fluidification	425	367	1 351	1 211
Activités opérationnelles	175	142	519	405
(Profit) perte lié à la gestion des risques	27	(23)	(9)	(20)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	630	428	1 383	1 223
Dépenses d'investissement	522	515	1 728	1 600
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	108	(87)	(345)	(377)

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 des activités liées aux hydrocarbures classiques et au raffinage.

Production

(en barils par jour)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2013	Variation	2012	2013	Variation	2012
Foster Creek	49 092	(22) %	63 245	53 450	(7) %	57 421
Christina Lake	52 732	63 %	32 380	45 211	58 %	28 577
	101 824	6 %	95 625	98 661	15 %	85 998
Pelican Lake	24 826	5 %	23 539	24 162	9 %	22 231
	126 650	6 %	119 164	122 823	13 %	108 229

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

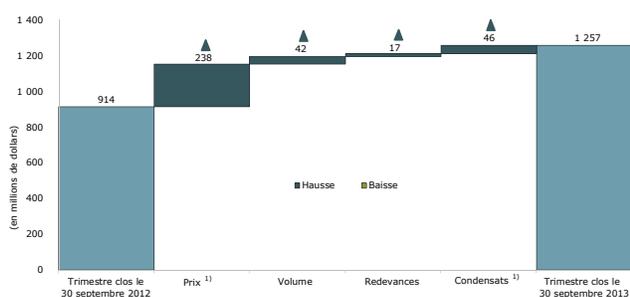
Variation des produits des activités ordinaires

Prix

Au troisième trimestre, le prix de vente moyen du pétrole brut obtenu par la société s'est chiffré à 82,52 \$ le baril, soit 34 % 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 troisième trimestre, environ 88 % de la production de la société à Christina Lake s'est vendue à titre de CDB (85 % en 2012), qui se vend à un escompte par rapport au WCS. 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.

Variation des produits des activités ordinaires entre le trimestre clos le 30 septembre 2013 et le trimestre clos le 30 septembre 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.

Production

Au troisième trimestre de 2013, la production à Foster Creek s'est chiffrée en moyenne à 49 092 barils par jour, soit une réduction de 22 % par rapport à 2012. La grande révision prévue a commencé en septembre, ce qui a réduit les volumes d'environ 4 400 barils par jour au troisième trimestre. Cenovus a aussi rencontré des problèmes de traitement mineurs au cours du trimestre.

Au troisième trimestre de 2012, la société a produit environ 126 000 barils bruts par jour, soit davantage que sa capacité nominale de 120 000 barils bruts par jour. Au quatrième trimestre de 2012, elle a décidé de reporter jusqu'en 2013 une partie des travaux nécessaires de maintenance de puits. Ce report a fait monter le nombre de puits en attente de maintenance au-dessus de la normale et eu un effet négatif sur les volumes de production de 2013.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, la société a été en mesure de rattraper la plus grande partie de son retard en matière d'entretien de puits; elle a récemment eu le temps d'analyser les données et d'évaluer en profondeur l'exploitation des phases initiales de Foster Creek. À la lumière de ces nouveaux renseignements, la société a formulé deux observations principales sur sa manière d'exploiter Foster Creek. Premièrement, en ce qui a trait aux puits, la société doit procéder à davantage d'entretien préventif. Elle a donc investi dans l'amélioration des instruments qui lui permettront d'accroître ses capacités de collecte de données et de surveillance. Elle a aussi revu la conception de ses colonnes perdues, dont elle s'attend à augmenter la fiabilité. La deuxième observation se rapporte à l'adoption de chambres de vapeur communes pour les phases initiales du projet et à la nécessité de mettre l'accent sur l'optimisation de la formation de chambres de vapeur communes pour l'ensemble du champ plutôt qu'en fonction d'un puits ou d'une plate-forme.

Foster Creek est le premier projet commercial de DGMV de l'industrie et constitue un bien de premier ordre qui continuera d'évoluer à mesure que la société poursuivra l'optimisation de la gestion des installations et qu'elle maximisera la récupération des réserves. Cenovus prévoit exploiter les phases A à E de Foster Creek à un niveau de production se situant entre 100 000 et 110 000 barils par jour à court terme à un ratio d'injection de vapeur d'environ 2,4 ou 2,5. La société continue de se familiariser avec l'exploitation d'un projet de DGVM utilisant une chambre de vapeur commune, ce qui lui donnera l'occasion d'optimiser encore sa production.

La production à Christina Lake a augmenté par suite de l'exploitation à plein rendement de la phase D, rythme qui a été atteint environ six mois après le début de la production, au troisième trimestre de 2012; de plus, après son entrée en production vers le milieu de juillet 2013, la phase E poursuit son ascension vers le plein rendement. Au troisième trimestre de 2013, la société a éprouvé quelques interruptions imprévues de la production reliées à la mise en service et à l'accélération de la production de la phase E.

La production de Pelican Lake continue de s'accroître, grâce à l'entrée en service de nouveaux puits intercalaires tout au long de 2012 et de 2013 et aux meilleurs résultats du programme d'injection de polymères.

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.

Les redevances ont diminué au troisième trimestre, principalement par suite de la diminution des volumes à Foster Creek occasionnée par les difficultés mentionnées ci-dessus au chapitre de la production et du commencement de la révision prévue au calendrier; en outre, elles ont baissé par suite de l'accroissement des dépenses d'investissement et des charges opérationnelles annuelles projetées en raison duquel le calcul des redevances est effectué en fonction des produits bruts.

Taux de redevance réel

(en pourcentage)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Foster Creek	7,6	19,1	5,7	13,0
Christina Lake	7,0	5,3	6,4	6,4
Pelican Lake	7,7	6,6	6,7	5,1

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 58 M\$, soit 16 %, au troisième trimestre. Les coûts liés à la fluidification ont monté de 46 M\$, hausse imputable surtout à l'augmentation du coût moyen des condensats et aux volumes supplémentaires de condensats nécessaires à la fluidification de la production additionnelle à Christina Lake. Ce facteur a été neutralisé par la baisse des volumes de production à Foster Creek. Les frais de transport ont monté en raison de l'accroissement de la production et de la hausse des ventes réalisées sur le marché intérieur aux États-Unis, qui entraîne des frais plus élevés.

Charges opérationnelles

Les charges opérationnelles du troisième trimestre ont été essentiellement sous forme de coûts liés à la main-d'œuvre, aux reconditionnements, aux travaux de réparation et de maintenance et au carburant. Au total, les charges opérationnelles ont augmenté de 33 M\$, soit 2,08 \$ par baril.

Charges opérationnelles unitaires

(\$/baril)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2013	Variation	2012	2013	Variation	2012
Foster Creek	17,12	49 %	11,50	15,73	28 %	12,26
Christina Lake	11,46	(16) %	13,59	13,42	(2) %	13,76
Pelican Lake	19,90	14 %	17,47	20,46	20 %	17,04

À Foster Creek, les charges opérationnelles ont augmenté de 5,62 \$ par baril, soit 13 M\$ au total. Cette augmentation est liée aux éléments suivants :

- les activités de reconditionnement visant à résoudre les problèmes de production;

- les travaux de réparation et de maintenance et les coûts de la main-d'œuvre découlant de la révision prévue qui a été entreprise à la fin de septembre;
- les prix du carburant, qui suivent la hausse du prix de référence AECO du gaz naturel et la consommation accrue de carburant.

Ces hausses ont été en partie contrebalancées par une baisse des coûts liés aux produits chimiques attribuable à la révision prévue au calendrier et aux difficultés opérationnelles mentionnées plus haut.

À Christina Lake, les charges opérationnelles ont diminué de 2,13 \$ par baril en raison de l'accroissement des volumes de production. La baisse a totalisé 16 M\$ et est attribuable aux facteurs suivants :

- l'accroissement de la consommation de carburant par suite de l'augmentation de la production et la hausse des prix du carburant, qui suivent la progression du prix de référence AECO pour le gaz naturel;
- les coûts additionnels liés aux travaux de réparation et de maintenance liés surtout à la maintenance périodique;
- la hausse des coûts de la main-d'œuvre, des reconditionnements et des produits chimiques associée à l'augmentation de la production;
- l'augmentation des prix de l'énergie et de la consommation d'électricité.

À Pelican Lake, les charges opérationnelles ont augmenté de 2,43 \$ par baril, soit 4 M\$, en raison de l'augmentation des coûts liés aux produits chimiques et de la plus grande consommation de tels produits par suite de l'élargissement du programme d'injection de polymères, de même que de la hausse des taxes foncières depuis l'agrandissement de la zone de mise en valeur.

Gestion des risques

Au troisième trimestre de 2013, les activités liées à la gestion des risques ont occasionné des pertes réalisées de 27 M\$ (profits réalisés de 23 M\$ en 2012), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient supérieurs aux prix fixés par contrat de la société.

Comparaison de la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 2012

Variation des produits des activités ordinaires

Prix

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, le prix de vente moyen du pétrole brut obtenu par la société s'est chiffré à 64,29 \$ le baril, soit 2 % de plus qu'en 2012, ce qui concorde dans l'ensemble avec la hausse du prix de référence du WCS et le raffermissement du prix du CDB.

Environ 88 % 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 de 1,34 \$ 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.

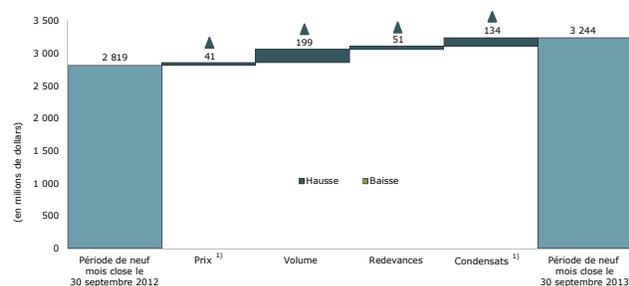
Production

Pour les neuf premiers mois de l'exercice, la production a diminué à Foster Creek, car la société s'est affairée à rattraper son retard en matière d'entretien de puits en attente, la décision ayant été prise au quatrième trimestre de 2012 de reporter une partie des travaux nécessaires. Les travaux en attente sont maintenant terminés pour la plus grande part. Quant à la forte augmentation de la production à Christina Lake, elle est liée à la phase D, dont la mise en service s'est faite au troisième trimestre de 2012 et qui a atteint le plein rendement en 2013, ainsi qu'à la phase E dont le démarrage a eu lieu au milieu de juillet 2013. Enfin, la production à Pelican Lake s'est accrue grâce à l'entrée en service de puits intercalaires en 2012 et en 2013 et aux meilleurs résultats du programme d'injection de polymères.

Redevances

Pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, les redevances ont diminué de 51 M\$, surtout en raison de la baisse des volumes et de l'augmentation des dépenses d'investissement et des charges opérationnelles annuelles projetées à Foster Creek, qui a donné lieu à un calcul des redevances fondé sur les produits bruts.

Variation des produits des activités ordinaires entre la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 et la période de neuf mois close le 30 septembre 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 monté de 140 M\$, soit 12 %, pour la période écoulée depuis le début de l'exercice. Les coûts liés à la fluidification ont augmenté de 134 M\$, surtout à cause des volumes supplémentaires de condensats nécessaires à la fluidification de la production additionnelle à Christina Lake ainsi qu'à la hausse des prix moyens des condensats. Les frais de transport ont monté, essentiellement par suite de l'accroissement de la production à Christina Lake.

Charges opérationnelles

Les charges opérationnelles des neuf premiers mois de 2013 ont été essentiellement sous forme de coûts liés à la main-d'œuvre, aux reconditionnements, au carburant, aux travaux de réparation et de maintenance et aux produits chimiques. Au total, elles ont augmenté de 114 M\$.

À Foster Creek, les charges opérationnelles ont augmenté de 3,47 par baril, soit 36 M\$ au total. Cette augmentation est imputable aux éléments suivants :

- l'intensification des activités de reconditionnement visant à résoudre les problèmes de production;
- la hausse des prix du carburant, qui suit celle du prix de référence AECO du gaz naturel, et l'augmentation de la consommation de carburant;
- l'augmentation de la main-d'œuvre nécessaire à l'expansion;
- la hausse des coûts de l'électricité occasionnée par un relèvement des tarifs de l'électricité achetée sur le marché pendant que les centrales de cogénération étaient mises hors service pour maintenance. Les centrales ont repris le service en juillet 2013.

L'augmentation des charges opérationnelles a été annulée en partie par la diminution des travaux de réparation et de maintenance, puisque la révision prévue pour 2013 aura lieu au quatrième trimestre. La révision prévue au calendrier en 2012 avait eu lieu au deuxième trimestre.

À Christina Lake, les charges opérationnelles ont diminué de 0,34 \$ par baril, soit une hausse totale de 56 M\$ qui s'explique par les éléments suivants :

- la hausse des prix du carburant, qui coïncide avec l'évolution du prix de référence AECO du gaz naturel, et l'utilisation accrue de carburant nécessaire pour soutenir la croissance de la production;
- l'augmentation des coûts liés à la main-d'œuvre servant à soutenir l'expansion;
- l'accroissement des frais de manutention des déchets et des liquides et des frais de transport par camion imputable au traitement et au roulage des émulsions associés à la période d'accélération de la production après la mise en service des phases D et E et à la révision prévue au calendrier réalisée au deuxième trimestre de 2013;
- les coûts additionnels liés aux travaux de réparation et de maintenance occasionnés par la révision prévue au calendrier.

À Pelican Lake, les charges opérationnelles ont augmenté de 3,42 \$ par baril, soit 22 M\$ au total. Cette hausse s'explique par l'intensification des travaux de reconditionnement par suite de défaillances de matériel, de la consommation accrue de produits chimiques nécessaire à l'expansion de l'injection de polymères et de l'augmentation des coûts de l'électricité occasionnée par un relèvement des tarifs et par une consommation accrue.

Gestion des risques

Pour les neuf premiers mois de 2013, les activités liées à la gestion des risques ont engendré des profits réalisés de 9 M\$ (20 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, la production de gaz naturel de la société s'est établie à 25 Mpi³ par jour et à 23 Mpi³ par jour, respectivement, par suite des baisses normales de rendement prévues. Par ailleurs, l'utilisation en interne de la production de gaz naturel à Foster Creek a diminué au cours du trimestre clos le 30 septembre 2013 en raison du début, en septembre, d'une révision prévue au calendrier, et d'autres interruptions de service de l'usine. L'utilisation en interne du gaz naturel produit a augmenté quelque peu pour la période de neuf mois close à la même date.

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles se sont établis à 13 M\$ pour les neuf premiers mois de 2013 alors qu'ils atteignaient 21 M\$ en 2012, principalement à cause de la baisse des profits réalisés liés à la gestion des risques.

Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Foster Creek	205	199	604	527
Christina Lake	162	147	499	425
	367	346	1 103	952
Pelican Lake	96	128	350	371
Narrows Lake	40	7	90	25
Telephone Lake	1	13	71	117
Grand Rapids	6	7	32	46
Autres ¹⁾	13	15	85	95
Dépenses d'investissement²⁾	523	516	1 731	1 606

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 troisième trimestre, les dépenses d'investissement ont été supérieures en raison de la construction du pipeline et des travaux de forage de la phase F et des approvisionnements de la phase H; elles ont été en partie compensées par une réduction des travaux techniques et des approvisionnements de la phase G. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, les dépenses d'investissement ont augmenté surtout par suite de la préparation du site, du fonçage de pieux et des approvisionnements de la phase H, des travaux de forage de la phase F ainsi que du fonçage de pieux et des approvisionnements de la phase G. Les dépenses d'investissement de cette période 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013 par suite essentiellement de la construction de l'usine, des approvisionnements et des travaux techniques 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. Les dépenses d'investissement effectuées depuis le début de l'exercice ont compris en outre le forage de 69 puits stratigraphiques bruts (97 puits bruts en 2012), des investissements de maintien et des capitaux affectés aux infrastructures.

Pelican Lake

En ce qui concerne Pelican Lake, les dépenses d'investissement du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013 ont diminué, car la société a ralenti le rythme de l'injection de polymères afin de mieux l'harmoniser à la croissance de la production. Cette réduction a été en partie neutralisée par les travaux techniques et l'approvisionnement du matériel à long délai de livraison lié à la construction et à la maintenance des installations. 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 troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de l'exercice en raison des travaux techniques et des approvisionnements, du début de la construction de l'usine de la phase A en août 2013 et des infrastructures. 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 consacrées au projet pilote d'évacuation d'eau, entrepris au quatrième trimestre de 2012, se sont poursuivies en 2013 avec l'élimination et la réinjection d'eau et la surveillance des résultats. Les dépenses d'investissement ont diminué au troisième trimestre, car les hausses liées au projet pilote ont été contrebalancées par la comptabilisation de crédits d'impôt à la recherche scientifique et au développement expérimental de 16 M\$. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, les dépenses d'investissement ont été inférieures à celles de la période correspondante de l'exercice précédent, car le forage et la construction des installations du projet pilote d'évacuation d'eau se sont achevés au troisième trimestre de 2012. Les dépenses d'investissement ont aussi compris le forage de 28 puits stratigraphiques (29 puits en 2012).

Nombre de puits productifs bruts forés¹⁾

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012
Foster Creek	31	20
Christina Lake	18	25
	49	45
Pelican Lake	38	52
Grand Rapids	-	1
	87	98

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'on a prévu consacrer au projet en 2013 se situent dans une fourchette de 810 M\$ à 830 M\$.

Les dépenses de mise en valeur liées à la fin des travaux de forage et à l'achèvement de la construction de l'usine et des emplacements de puits de la phase E de Christina Lake devraient se poursuivre jusqu'à la fin de l'exercice 2014. La société s'attend à ce qu'il faille six à neuf mois avant que la phase E parvienne à son plein rendement, comme ce fut le cas pour les phases C et D; c'est dire que la capacité de production brute devrait atteindre 138 000 barils par jour au début de 2014. Au quatrième trimestre de 2012, la société a obtenu l'autorisation des organismes de réglementation pour ajouter des installations de cogénération et accroître de 10 000 barils par jour la capacité de production brute totale de la phase F et de la phase G. Les travaux d'expansion de ces phases se poursuivent en 2013 comme prévu; la phase F devrait entrer en production en 2016 et la phase G, en 2017. Au troisième trimestre de 2013, la société a obtenu l'autorisation des organismes de réglementation pour procéder à son programme d'optimisation des phases C, D et E à Christina Lake, ce qui devrait augmenter la capacité brute de 22 000 barils par jour en 2015. La société a soumis aux organismes de réglementation, en mars 2013, une demande et évaluation des incidences environnementales conjointes visant l'expansion de la phase H, qui représente 50 000 barils par jour. La société 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 675 M\$ à 690 M\$.

À Pelican Lake, la société poursuit le 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, qui suppose également la construction d'une nouvelle batterie, 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 500 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 construction des infrastructures, les travaux techniques et les approvisionnements sont en cours, et la construction de l'usine de la phase A a été 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 150 M\$ à 160 M\$.

La société prévoit investir encore en 2013 des capitaux de 240 M\$ à 250 M\$ environ dans ses nouveaux projets de DGMV, dont Telephone Lake et Grand Rapids. À Telephone Lake, la préparation de la demande d'autorisation du projet auprès des organismes de réglementation va bon train; l'approbation devrait être obtenue au deuxième trimestre de 2014. En 2013, la société poursuit son projet pilote d'évacuation d'eau et s'attend à ce qu'il prenne fin d'ici la fin d'octobre 2013. La société est parvenue à déplacer l'eau et l'air confiné, environ 65 % de l'eau de toit souterraine ayant été déplacée dans la zone du projet jusqu'à maintenant.

La société 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. Le projet pilote a subi des contraintes liées aux installations qui ont eu une incidence sur la production des deux paires de puits au cours du premier semestre de 2013. La révision des installations qui a été effectuée au troisième trimestre de 2013 a atténué ces contraintes.

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. Depuis 2012, la société travaille à la mise au point du système de forage SkyStrat^{MC}, qui fait appel à un hélicoptère et à un appareil de forage léger pour permettre le forage sécuritaire de puits stratigraphiques dans des zones éloignées en toute période de l'année. Pour la plupart des zones ciblées, ce système de forage n'a pas besoin que les sites soient reliés par la route; en outre, le système emploie moins d'eau, produit moins de déblais et demande une plate-forme d'exploitation moins large que les méthodes de forage habituelles. Le premier prototype a déjà 42 puits à son actif, et la société s'affaire à terminer la construction d'un second système identique.

Nombre de puits stratigraphiques bruts forés

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	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	96	95
	337	429

HYDROCARBURES CLASSIQUES

Le secteur Hydrocarbures classiques comprend des actifs de pétrole brut et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan qui dégagent des flux de trésorerie prévisibles, y compris le projet de récupération assistée à l'aide de dioxyde de carbone de Weyburn et des actifs de pétrole avare en cours de mise en valeur situés en Alberta. 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 troisième trimestre par rapport à 2012 sont notamment les suivants :

- l'établissement à 50 288 barils par jour de la production moyenne de pétrole brut, soit une baisse de 4 % imputable principalement à la bonne performance des puits horizontaux associés au programme de forage en cours, qui a été contrebalancée par la vente des biens de Shaunavon;
- l'inscription de flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite des dépenses d'investissement, de 201 M\$, soit 72 % de plus qu'en 2012.

Hydrocarbures classiques – pétrole brut

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Chiffre d'affaires brut	455	368	1 258	1 187
Déduire : redevances	51	38	125	130
Produits des activités ordinaires	404	330	1 133	1 057
Charges				
Transport et fluidification	34	27	115	96
Activités opérationnelles	71	78	236	224
Taxe sur la production et impôts miniers	10	7	28	24
(Profit) perte lié à la gestion des risques	4	(9)	(17)	(9)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	285	227	771	722
Dépenses d'investissement	173	224	493	562
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	112	3	278	160

Production

(en barils par jour)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2013	Variation	2012	2013	Variation	2012
Pétrole lourd	15 507	- %	15 492	16 163	1 %	15 938
Pétrole léger et moyen	33 651	(6) %	35 695	36 081	- %	36 083
LGN	1 130	13 %	999	1 018	(2) %	1 041
	50 288	(4) %	52 186	53 262	- %	53 062

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

Variation des produits des activités ordinaires

Prix

Au troisième trimestre, le prix de vente moyen du pétrole brut a augmenté de 30 % pour se chiffrer à 95,54 \$ le baril, ce qui concorde avec la variation des prix de référence du brut et le rétrécissement des écarts de prix qui s'y rapportent.

Production

La production de pétrole brut a baissé de 1 898 barils par jour au troisième trimestre, essentiellement à cause d'un recul de 2 044 barils par jour de la production de pétrole brut léger et moyen par suite de la vente des biens de Shaunavon en juillet 2013; la bonne performance des puits horizontaux a cependant en partie annulé cette baisse. Au troisième trimestre de 2013, les volumes de production tirés de Shaunavon ont été de néant, contre 4 550 barils par jour en 2012.

Redevances

Les redevances ont augmenté de 13 M\$ au cours du trimestre par suite de la hausse des prix réalisés sur le pétrole brut, en partie annulée par un repli des volumes de production. Le taux de redevance réel du troisième trimestre du secteur Hydrocarbures classiques s'est établi à 12,4 % (11,1 % 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 7 M\$ au troisième trimestre. Les coûts de transport ont monté de 8 M\$ sous l'effet des coûts plus élevés associés au transport ferroviaire ayant servi à transporter la production de brut léger ou moyen. Au cours du trimestre, la société a transporté par train environ 4 100 barils par jour jusqu'à la côte est et les États-Unis (3 150 barils par jour en 2012). Le coût global des condensats employés dans le procédé de fluidification a diminué de 1 M\$ par suite de la baisse des volumes de condensats utilisés, diminution en partie annulée par la hausse des prix de ces condensats.

Charges opérationnelles

Au troisième trimestre de 2013, les charges opérationnelles de 71 M\$ découlent principalement du reconditionnement, de l'électricité et de la main-d'œuvre. Comparativement au troisième trimestre de 2012, elles ont décré de 7 M\$, du fait essentiellement de la diminution des volumes de production par suite de la vente de Shaunavon, facteur en partie annulé par la hausse des coûts de l'électricité par suite de l'augmentation des tarifs.

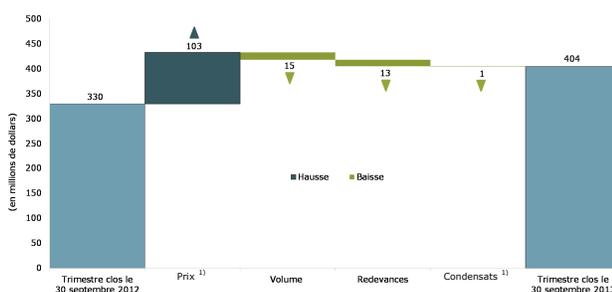
Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques du troisième trimestre ont donné lieu à des pertes réalisées de 4 M\$ (profits réalisés de 9 M\$ en 2012), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient supérieurs aux prix contractuels.

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 109 M\$ au troisième trimestre sous l'effet de la hausse des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et de la baisse des dépenses d'investissement.

Variation des produits des activités ordinaires entre le trimestre clos le 30 septembre 2013 et le trimestre clos le 30 septembre 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.

Comparaison de la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 2012

Variation des produits des activités ordinaires

Prix

Au cours des neuf premiers mois de l'exercice, le prix de vente moyen du pétrole brut obtenu par la société a progressé de 6 % pour se chiffrer à 82,61 \$ le baril, ce qui concorde avec la variation des prix de référence du brut et découle de la hausse des prix réalisés sur les volumes acheminés par transport ferroviaire.

Production

Dans l'ensemble, la production de pétrole brut est restée la même qu'à la période correspondante, car la production accrue de brut lourd a été atténuée par la réduction de la production découlant de la vente de Shaunavon en juillet 2013. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, Shaunavon a produit en moyenne 2 807 barils par jour, contre 4 265 barils par jour en 2012.

Redevances

Les redevances ont diminué de 5 M\$ surtout grâce à la baisse des redevances à Suffield par suite de la baisse des volumes de production, en partie contrebalancée par la hausse des prix. Le taux de redevance réel des neuf premiers mois de l'exercice s'est établi à 11,1 % (12,2 % en 2012).

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 19 M\$ pour les neuf premiers mois de l'exercice. Les coûts de transport ont monté de 17 M\$ sous l'effet des coûts plus élevés associés au transport ferroviaire ayant servi à transporter la production de brut léger ou moyen. Au cours des neuf premiers mois de 2013, la société a transporté par train environ 6 000 barils par jour jusqu'à la côte est et les États-Unis (2 000 barils par jour en 2012). Le coût global des condensats employés dans le procédé de fluidification a augmenté de 2 M\$ en raison des volumes accrus de condensats et de la hausse des prix de ces derniers.

Charges opérationnelles

Depuis le début 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 12 M\$, du fait essentiellement de la hausse des coûts de l'électricité par suite de l'augmentation des tarifs, de la hausse des coûts lié à la main-d'œuvre, des taxes foncières plus élevées et des activités de reconditionnement associées à l'optimisation des puits à haut rendement qui ont permis d'atténuer les baisses de production; ces facteurs ont été en partie neutralisés par la diminution des travaux de réparations et de maintenance.

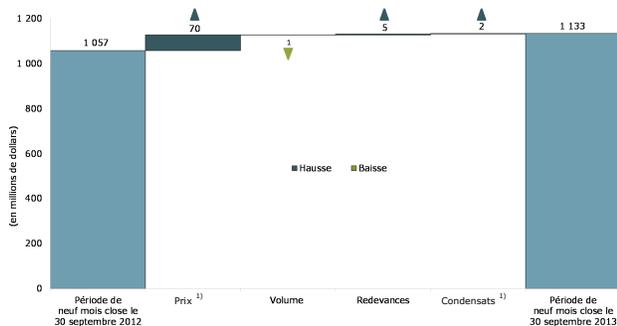
Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques ont donné lieu à des profits réalisés de 17 M\$ (9 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 118 M\$, grâce à la hausse des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et à la réduction des dépenses d'investissement.

Variation des produits des activités ordinaires entre la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 et la période de neuf mois close le 30 septembre 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.

Hydrocarbures classiques – gaz naturel

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Chiffre d'affaires brut	130	116	447	350
Déduire : redevances	2	1	6	4
Produits des activités ordinaires	128	115	441	346
Charges				
Transport et fluidification	4	4	15	15
Activités opérationnelles	50	53	155	155
Taxe à la production et impôts miniers	1	2	2	4
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(18)	(62)	(45)	(186)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	91	118	314	358
Dépenses d'investissement	5	7	17	29
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	86	111	297	329

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

Variation des produits des activités ordinaires

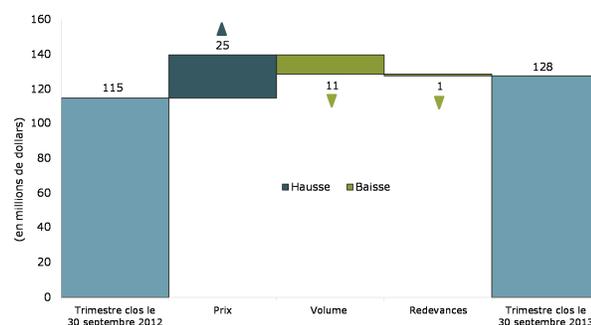
Prix

Le prix de vente moyen obtenu par la société pour le gaz naturel au troisième trimestre a augmenté de 0,54 \$ le kpi³, pour se chiffrer à 2,85 \$ 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 498 Mpi³ par jour au troisième trimestre, en raison surtout des baisses normales prévues.

Variation des produits des activités ordinaires entre le trimestre clos le 30 septembre 2013 et le trimestre clos le 30 septembre 2012



Redevances

Les redevances ont augmenté au troisième trimestre en raison de la hausse des prix, et ce, malgré des baisses de production. Le taux de redevance moyen pour le troisième trimestre s'est chiffré à 1,5 % (1,1 % 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 sont restés essentiellement les mêmes du fait que la hausse des tarifs de transport par pipeline a été neutralisée par la diminution des volumes.

Charges opérationnelles

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 ont décliné de 3 M\$ en raison d'une réduction de la production de gaz naturel.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques au troisième trimestre ont donné lieu à des profits réalisés de 18 M\$ (62 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 diminué de 23 %, pour s'établir à 86 M\$ au troisième trimestre, en raison de la baisse des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et des dépenses d'investissement qui sont restées à peu près les mêmes.

Comparaison de la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 2012

Variation des produits des activités ordinaires

Prix

Le prix de vente moyen obtenu par la société pour le gaz naturel depuis le début de l'exercice a augmenté de 0,95 \$ le kpi³ pour se chiffrer à 3,20 \$ le kpi³, ce qui cadre avec l'accroissement du prix de référence AECO du gaz naturel.

Production

La production s'est inclinée de 10 % pour se chiffrer à 512 Mpi³ par jour, en raison surtout des baisses normales prévues.

Redevances

Les redevances ont augmenté en raison de la hausse des prix, et ce, malgré des baisses de production. Le taux de redevance moyen s'est chiffré à 1,5 % (1,3 % 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 la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, les charges opérationnelles étaient constituées principalement des taxes foncières et des coûts de location, de la main-d'œuvre et des activités de réparation et de maintenance. Elles sont restées au même niveau que celles de 2012.

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 45 M\$ (186 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

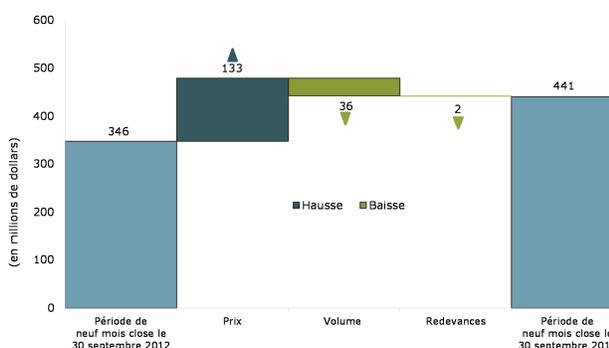
Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles attribuables au gaz naturel, déduction faite des dépenses d'investissement, ont reculé de 32 M\$, se chiffrant à 297 M\$, en raison du fléchissement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles. Leur diminution a été contrebalancée par une réduction des dépenses d'investissement.

Hydrocarbures classiques – dépenses d'investissement¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes	
	30 septembre	2012	les 30 septembre	2012
	2013		2013	
Pétrole brut	173	224	493	562
Gaz naturel	5	7	17	29
	178	231	510	591

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

Variation des produits des activités ordinaires entre la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 et la période de neuf mois close le 30 septembre 2012



Les dépenses d'investissement de Cenovus pour le secteur Hydrocarbures classiques étaient axées sur les occasions liées au pétrole brut. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, les dépenses ont été surtout consacrées à des programmes de forage 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.

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. Certains des biens de Bakken sont toujours offerts à la vente; une production moyenne de 617 barils par jour en a été tirée depuis le début de l'exercice 2013 (1 228 barils par jour en 2012).

Travaux de forage du secteur Hydrocarbures classiques

(puits nets, sauf indication contraire)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012
Pétrole brut	117	202
Remises en production	649	745
Puits de forage stratigraphique bruts	32	7

Les puits de pétrole brut forés, qui sont principalement des puits horizontaux, 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 du sud 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 troisième trimestre, par rapport à 2012, les principaux facteurs visant le secteur Raffinage et commercialisation sont les suivants :

- le traitement par les raffineries de 464 000 barils par jour de pétrole brut, dont 240 000 barils par jour de pétrole brut lourd, pour un volume de produits raffinés de 487 000 barils par jour à la sortie des raffineries, ce qui représente une hausse de 5 % qui s'explique par le fait que la production des raffineries avait été entravée en 2012 par des interruptions de service d'importance mineure;
- la diminution de 74 % des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, qui se sont chiffrés à 137 M\$, surtout à cause de la baisse considérable des marges de craquage et de la hausse des coûts d'alimentation des raffineries qui coïncide avec la hausse du prix de référence WCS et le rétrécissement des écarts WTI-WCS. Ces facteurs ont été en partie compensés par l'augmentation de la production de produits raffinés.

Exploitation des raffineries¹⁾

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Capacité liée au pétrole brut²⁾ (kb/j)	457	452	457	452
Production de pétrole brut (kb/j)	464	442	440	446
Pétrole lourd	240	210	223	213
Pétrole léger ou moyen	224	232	217	233
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	101	98	96	99
Produits raffinés (kb/j)	487	463	461	467
Essence	244	224	230	231
Distillats	152	148	143	152
Autres	91	91	88	84

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 clos le 30 septembre 2013, la quantité de pétrole brut traité a augmenté de 5 %, la quantité de pétrole lourd traité ayant augmenté de 14 %; les deux raffineries ont en effet fonctionné de manière efficiente et n'ont presque pas subi d'interruptions, alors qu'au troisième trimestre de 2012 leur activité avait été entravée par quelques mises hors service mineures. Pour la période de neuf mois écoulée depuis le début de l'exercice, le pétrole brut traité a baissé de 1 %, principalement en raison des activités de maintenance prévues au calendrier et effectuées au premier trimestre et de l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur au deuxième trimestre de 2013.

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 progressé de 5 % au troisième trimestre et reculé de 1 % pour la période de neuf mois, les proportions relatives d'essence, de distillats et d'autres produits raffinés étant restées à peu près les mêmes. L'amélioration observée au troisième trimestre est principalement attribuable aux interruptions de service mineures survenues en 2012. Quant au recul observé pour les neuf premiers mois, il découle des activités de maintenance prévues au calendrier et réalisées au premier trimestre de 2013 ainsi qu'à l'interruption de service non planifiée d'un hydrocraqueur au deuxième trimestre de 2013.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes	
	30 septembre 2013	2012	les 30 septembre 2013	2012
Produits des activités ordinaires	3 459	3 066	9 483	9 020
Produits achetés	3 172	2 403	8 065	7 500
Marge brute	287	663	1 418	1 520
Charges				
Charges opérationnelles	129	136	404	389
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	21	-	29	(14)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	137	527	985	1 145
Dépenses d'investissement	19	38	70	60
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, déduction faite des dépenses d'investissement	118	489	915	1 085

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

Marge brute

La marge brute du secteur Raffinage et commercialisation s'est inclinée de 376 M\$, ou 57 %, au troisième trimestre, en raison des importants reculs sur le marché des marges de craquage occasionnés par la hausse des coûts d'alimentation des raffineries faisant suite à l'augmentation du prix de référence du WTI. En outre, la diminution des escomptes sur le pétrole lourd canadien et le pétrole brut intérieur aux États-Unis de même que la hausse des coûts associés aux NIR ont fait croître les coûts d'alimentation des raffineries, ce qui a joué à la baisse sur la marge brute.

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 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 éventuelles des quotas de mélange imposés par l'agence. Au cours du troisième trimestre de 2013, le coût associé aux NIR a augmenté de 45 M\$ par rapport au trimestre correspondant de 2012, ce qui concorde avec la hausse 0,83 \$ US le baril du prix de référence de l'éthanol. 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 septembre 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 diminué de 7 M\$, ou 5 %, en raison de la diminution des investissements de maintenance effectués au cours du trimestre, en partie annulée par la hausse des charges relatives aux services publics, car la production s'est accrue et 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 chuté de 390 M\$, ou 74 %, en raison surtout du rétrécissement des marges de craquage sur le marché, de même qu'au repli des escomptes sur le pétrole lourd canadien et le pétrole brut intérieur aux États-Unis, qui a entraîné une augmentation des coûts liés à la charge d'alimentation.

Comparaison de la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 par rapport à la période de neuf mois close le 30 septembre 2012

Marge brute

La marge brute du secteur Raffinage et commercialisation s'est repliée de 102 M\$, ou 7 %, pour les neuf premiers mois de l'exercice, par suite de la diminution des marges de craquage, de la hausse des coûts d'alimentation en pétrole brut des raffineries qui concorde avec la hausse des prix de référence WCS, de la production moindre de produits raffinés découlant de la révision effectuée au premier trimestre comme le prévoyait le calendrier, d'une interruption de service imprévue d'un hydrocraqueur au deuxième trimestre et d'un accroissement des coûts liés aux NIR. Les coûts associés aux NIR constituent une composante mineure du coût total de l'alimentation des raffineries; il a été supérieur de 105 M\$ à celui de 2012, ce qui est conforme à la hausse de 0,64 \$ US du prix de référence de l'éthanol. Les prix des produits raffinés ont monté pour la période de neuf premiers mois close le 30 septembre 2013.

Charges opérationnelles

Le total des charges opérationnelles de la période de neuf mois close le 30 septembre 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 4 %, 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 baissé de 160 M\$, ou 14 %, pour la période écoulée depuis le début de l'exercice en raison du repli des marges de craquage sur le marché, de la hausse des coûts de la charge d'alimentation en pétrole brut des raffineries et de la baisse de la production de produits raffinés.

Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Raffinerie de Wood River	12	22	38	28
Raffinerie de Borger	7	15	32	31
Commercialisation	-	1	-	1
	19	38	70	60

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 de la période de neuf mois close le 30 septembre 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Sables bitumineux	153	127	451	352
Hydrocarbures classiques	220	222	753	680
Raffinage et commercialisation	37	36	102	109
Activités non sectorielles et éliminations	20	12	59	35
	430	397	1 365	1 176

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Sables bitumineux au troisième trimestre a augmenté de 26 M\$ (99 M\$ pour les neuf premiers mois de l'exercice) à cause de la hausse des volumes de vente à Christina Lake et à Pelican Lake et des taux d'amortissement et d'épuisement pour tous les biens de Cenovus. Les taux d'amortissement et d'épuisement des neuf premiers mois se sont établis en moyenne à 16 % 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 diminué de 2 M\$ au troisième trimestre (augmentation de 73 M\$ pour les neuf premiers mois de l'exercice), surtout par suite de la vente des biens de Shaunavon. La dotation à l'amortissement et à l'épuisement totale depuis le début de l'exercice a été supérieure à cause de l'accroissement du taux moyen d'amortissement et d'épuisement, qui se chiffrait à 8 % de plus qu'en 2012, par suite de la baisse des réserves prouvées. Au cours du deuxième trimestre de 2013, la société a comptabilisé une perte de valeur de 57 M\$ relativement à ses biens de Lower Shaunavon, dont la vente s'est conclue en juillet 2013.

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 8 M\$ au troisième trimestre (pertes non réalisées de 293 M\$ en 2012) et, pour les neuf premiers mois de l'exercice, des pertes latentes de 196 M\$ avant impôt ont été comptabilisées (60 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		Périodes de neuf mois closes	
	30 septembre 2013	2012	les 30 septembre 2013	2012
Frais généraux et frais d'administration	103	104	268	253
Charges financières	160	120	407	344
Produits d'intérêts	(23)	(28)	(73)	(84)
(Profit) perte de change, montant net	(55)	(51)	93	(42)
(Profit) perte à la sortie d'actifs	1	1	1	-
Autre (produit) perte, montant net	-	-	-	(4)
	186	146	696	467

Comparaison du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013 par rapport au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2012

Frais généraux et frais d'administration

Les frais généraux et frais d'administration sont restés sensiblement les mêmes d'un trimestre par rapport à l'autre, une légère augmentation des coûts liés à la dotation en personnel et à la location ayant été neutralisée par un léger recul des primes d'intéressement à long terme. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, la hausse de 15 M\$ est imputable à l'augmentation des coûts de dotation et de location, 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 troisième trimestre, les charges financières ont été supérieures de 40 M\$ (63 M\$ pour les neuf premiers mois de l'exercice) à celles de 2012 à cause de la prime de 32 M\$ US payée au remboursement anticipé de billets non garantis de premier rang de 800 M\$ US qui devaient arriver à échéance en septembre 2014 ainsi que de l'intérêt couru sur les billets non garantis de premier rang de 1,25 G\$ US émis le 17 août 2012 et sur les billets non garantis de premier rang de 800 M\$ US émis le 15 août 2013. Cette hausse a été compensée en partie par la baisse des intérêts sur l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise, dont le solde 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 5,2 % au troisième trimestre (5,2 % en 2012) et de 5,3 % pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013 ont reculé de 5 M\$ et de 11 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
(Profit) perte de change latent	(48)	(60)	86	(82)
(Profit) perte de change réalisé	(7)	9	7	40
	(55)	(51)	93	(42)

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 septembre 2013, compensée en partie par des profits latents sur l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains. Au cours du trimestre, un profit de change réalisé de 33 M\$ a été comptabilisé au remboursement anticipé de billets non garantis de premier rang de 800 M\$ US qui devaient arriver à échéance en septembre 2014.

Charge d'impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Charge d'impôt exigible				
Canada	60	56	147	139
États-Unis	(20)	20	38	45
Total de la charge d'impôt exigible	40	76	185	184
Charge d'impôt différé	132	110	211	408
	172	186	396	592
Taux d'imposition effectif	31,7 %	39,2 %	35,5 %	34,7 %

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 troisième trimestre a diminué par rapport à celui du trimestre correspondant de 2012, car le revenu imposable aux États-Unis a diminué; cet avantage a été en partie contré par la hausse du revenu imposable au Canada. Le taux d'imposition effectif pour les neuf premiers mois de 2013 est semblable à celui de la période correspondante de 2012, car les revenus imposables au Canada et aux États-Unis sont restés répartis à peu près dans les mêmes proportions.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2013, la charge d'impôt exigible de la société a diminué, car elle tient compte d'un recouvrement d'impôt aux États-Unis qui reflète la révision à la baisse des revenus de source américaine estimatifs pour l'exercice 2013. La charge d'impôt exigible pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 est semblable à celle de la période correspondante de 2012.

La charge d'impôt différé du troisième trimestre de 2013 est supérieure à celle de 2012, la société ayant dégagé un revenu imposable plus élevé au Canada, par suite principalement des profits latents liés à la gestion des risques comptabilisés au cours du trimestre, alors qu'au trimestre correspondant, la société avait inscrit des pertes à ce chapitre. L'écart a été atténué par la diminution du revenu de source américaine. La charge d'impôt différé de la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 a diminué par rapport à 2012, en raison surtout de la baisse des résultats.

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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :				
Activités opérationnelles	840	1 029	2 563	2 662
Activités d'investissement	(451)	(741)	(2 157)	(2 361)
Flux de trésorerie avant les activités de financement, montant net	389	288	406	301
Activités de financement	(190)	852	(539)	760
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	-	(6)	(3)	(13)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	199	1 134	(136)	1 048

Activités opérationnelles

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ont décliné de 189 M\$ au troisième trimestre (99 M\$ pour la période écoulée depuis le début de l'exercice). Dans les deux cas, la baisse s'explique essentiellement par la réduction des flux de trésorerie, décrite à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion.

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 1 128 M\$ au 30 septembre 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 troisième trimestre, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont diminué de 290 M\$ en regard de 2012 (204 M\$ pour la période écoulée depuis le début de l'exercice). La variation s'explique pour les deux périodes considérées par le produit reçu à la vente des biens de Shaunavon.

Activités de financement

L'approche rigoureuse que suit la société aux fins de la prise de décisions concernant ses dépenses d'investissement se traduit par l'établissement de priorités concernant les flux de trésorerie, lesquels sont affectés tout d'abord aux dépenses d'investissement qu'elle s'est engagée à effectuer, puis au versement d'un dividende intéressant et enfin, au capital-développement. Au troisième trimestre, la société a versé un dividende de 0,242 \$ 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 549 M\$ (498 M\$ en 2012). La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres.

Au troisième trimestre, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont augmenté de 1 042 M\$ (1 299 M\$ pour la période écoulée depuis le début de l'exercice), principalement en raison de l'émission et du remboursement d'instruments d'emprunt décrits ci-dessous.

Le 15 août 2013, Cenovus a mené à terme un appel public à l'épargne aux États-Unis visant des billets non garantis de premier rang d'un capital total de 800 M\$ US aux termes de son prospectus préalable de base. Une tranche de 450 M\$ US de ces billets est assortie d'un coupon de 3,8 % et vient à échéance le 15 septembre 2023, tandis que le solde de 350 M\$ US est assorti d'un coupon de 5,2 % et vient à échéance le 15 septembre 2043. Le produit net du placement a été utilisé pour financer en partie le remboursement anticipé des billets non garantis de premier rang de 800 M\$ US de la société qui devaient arriver à échéance en septembre 2014. Le placement a permis à la société d'émettre des instruments à un taux d'intérêt favorable tout en allongeant la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance de la dette à long terme.

La dette à long terme de la société se situait à 4 830 M\$ au 30 septembre 2013. Aucun remboursement en capital n'est exigible avant octobre 2019 (1,3 G\$ US). L'augmentation de 151 M\$ de la dette à long terme depuis le 31 décembre 2012 est imputable au change.

Sources de liquidités disponibles

(en millions de dollars)	30 septembre 2013	
	Montant	Échéance
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 024	Sans objet
Facilité de crédit engagée	3 000	Novembre 2017
Prospectus préalable de base au Canada ¹⁾	1 500	Juin 2014
Prospectus préalable de base aux États-Unis ¹⁾	1 200 \$ US	Juillet 2014

1) Disponibilité assujettie aux conditions du marché.

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 troisième trimestre, les biens de Shaunavon ont été vendus pour un produit de 240 M\$ plus les ajustements de clôture. Certains 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 septembre 2013, la société disposait d'un montant inutilisé de 1,2 G\$ US, dont la disponibilité dépend de la conjoncture du marché.

En septembre 2013, Cenovus a renégocié sa facilité de crédit engagée de 3,0 G\$, déplaçant son échéance du 30 novembre 2016 au 30 novembre 2017.

En septembre 2013, la société 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 septembre 2013	31 décembre 2012
Ratio dette/capitaux permanents	32 %	32 %
Ratio dette/BAIIA ajusté (fois)	1,2 x	1,1 x

Cenovus continue de viser un ratio dette/capitaux permanents de 30 % à 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de 1,0 à 2,0. Au 30 septembre 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 septembre 2013, la situation financière de Cenovus, selon les ratios dette/capitaux permanents et dette/BAIIA ajusté, était assez semblable à celle de la fin de 2012. 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 troisième rang. Au 30 septembre 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'acquiescent 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 1,41 année, celle des DRN, de 5,68 années et celle des UAR, de 1,50 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 septembre 2013
Actions ordinaires	755 842
Options sur actions	
DRN	26 153
DAAJ	7 627
DAAJ de remplacement de Cenovus (détenus par les employés d'Encana)	2 191
DAAJ de remplacement d'Encana (détenus par les employés de Cenovus)	4 023
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	
UAR	5 789
UAD	1 182

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 cours des neuf premiers mois de l'exercice, Cenovus a conclu divers contrats de transport fermes totalisant environ 11 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.

En outre, Cenovus a conclu un bail pour la location de locaux à bureaux totalisant environ 1 G\$ pour une période de 22 ans commençant à l'achèvement de la construction de l'immeuble, qui est prévu pour la fin de 2017.

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 de la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 septembre 2013 est présenté dans les notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires. Leur incidence financière est exposée ci-après.

Incidence financière des activités de gestion des risques

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre 2013			2012		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	(32)	22	(10)	26	(189)	(163)
Gaz naturel	19	(15)	4	65	(83)	(18)
Raffinage	(22)	2	(20)	6	(11)	(5)
Électricité	2	(1)	1	2	(10)	(8)
Profit (perte) lié à la gestion des risques	(33)	8	(25)	99	(293)	(194)
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat	(11)	3	(8)	26	(75)	(49)
Profit (perte) lié à la gestion des risques, après impôt	(22)	5	(17)	73	(218)	(145)

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2013			2012		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	22	(147)	(125)	26	102	128
Gaz naturel	46	(51)	(5)	200	(144)	56
Raffinage	(30)	1	(29)	18	(3)	15
Électricité	7	1	8	-	(15)	(15)
Profit (perte) lié à la gestion des risques	45	(196)	(151)	244	(60)	184
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat	7	(49)	(42)	64	(16)	48
Profit (perte) lié à la gestion des risques, après impôt	38	(147)	(109)	180	(44)	136

Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2013, la gestion du risque lié aux prix des marchandises s'est traduite par des pertes réalisées sur les instruments financiers conclus à l'égard du pétrole brut, ce qui concorde avec le fait que les prix de référence moyens surpassaient les prix contractuels de la société. Des profits réalisés ont été comptabilisés sur les instruments financiers conclus à l'égard du gaz naturel, car les prix contractuels convenus étaient supérieurs aux prix de référence moyens. La société a par ailleurs comptabilisé des profits latents sur les instruments financiers conclus à l'égard du pétrole brut par suite de la baisse des prix à terme des marchandises, de l'élargissement des écarts entre le pétrole léger et le pétrole lourd, comparativement aux prix en vigueur à la clôture du trimestre précédent, et du dénouement de positions réglées. La gestion des instruments financiers conclus à l'égard du gaz naturel s'est traduite par des pertes latentes, car les prix à terme des marchandises ont augmenté et certaines positions ont été dénouées.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 et du gaz naturel, ce qui concorde avec le fait que les prix contractuels de la société surpassaient les prix de référence moyens. La société a comptabilisé des pertes latentes sur les instruments financiers conclus à l'égard du pétrole brut et du gaz naturel par suite de la hausse des prix à terme des marchandises, du rétrécissement des écarts à terme entre le pétrole léger et le pétrole lourd par rapport aux prix pratiqués à la clôture de l'exercice précédent et du dénouement de positions réglées.

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 cours des neuf premiers mois 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 de la norme comptable internationale (« 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, 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 les autres éléments du 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 exigence 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

	Trimestre clos le 30 septembre 2012	Période de neuf mois close le 30 septembre 2012	Exercice clos le 31 décembre 2012
<i>(en millions de dollars)</i>			
Augmentation (diminution) liée aux éléments suivants :			
Résultat net	-	1	2
Autres éléments du résultat global	(1)	(3)	(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 septembre 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.

En septembre 2013, les pratiques de premier ordre de la société en matière de responsabilité d'entreprise ont été reconnues sur la scène internationale par l'inclusion de Cenovus dans l'indice Dow Jones de développement durable – Monde pour la deuxième année de suite, ainsi que dans l'indice Dow Jones de développement durable – Amérique du Nord pour la quatrième année de suite. En juin 2013, pour la deuxième année d'affilée, Cenovus a été nommée parmi les 50 principales sociétés socialement responsables du Canada par la revue *Maclean's* et *Sustainalytics*. Elle est également désignée depuis trois ans par la revue *Corporate Knights* parmi les 50 meilleures entreprises citoyennes du Canada. La même revue a aussi placé pour la première fois Cenovus au rang des 100 meilleures entreprises du monde, comme il a été annoncé au cours du Forum économique mondial de Davos. Ces diverses reconnaissances de l'engagement soulignent les efforts en matière de responsabilité d'entreprise que Cenovus déploie pour équilibrer la performance économique, sociale et environnementale et la gouvernance.

En juillet 2013, la société a publié son rapport sur la responsabilité d'entreprise, qui fait état dans les grandes lignes des investissements consentis à l'égard de l'innovation et de la recherche, des sommes consacrées aux collectivités locales et aux autochtones dans les régions où la société exerce des activités, des progrès accomplis en matière de réduction des répercussions environnementales des activités opérationnelles, des accords à long terme conclus avec les collectivités autochtones et du soutien et des investissements accordés à certains organismes sans but lucratif et autres associations de bienfaisance. La politique de Cenovus en matière de responsabilité d'entreprise et le rapport sur le même sujet peuvent être consultés dans le site Web de Cenovus, à l'adresse cenovus.com.

La société vient d'être incluse, en octobre 2013, dans l'indice de divulgation de l'information liée aux changements climatiques du projet CDP Canada 200, le *Canada 200 Climate Disclosure Leadership Index* (CDLI) pour la quatrième année d'affilée. Cet indice publié par CDP (organisme auparavant connu sous le nom de Carbon Disclosure Project) classe les sociétés qui publient des renseignements honnêtes et transparents sur leurs émissions de gaz à effet de serre.

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 de pétrole brut 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 Telephone Lake et à Grand Rapids. La société poursuivra la mise en valeur de ses ressources liées aux sables bitumineux en phases multiples selon une approche inspirée de la fabrication à faible coût qui sera soutenue par la technologie, l'innovation et le respect continu de la santé et sécurité de son personnel, tout en accordant une importance de premier ordre à la performance environnementale et à un dialogue constructif avec les parties prenantes.

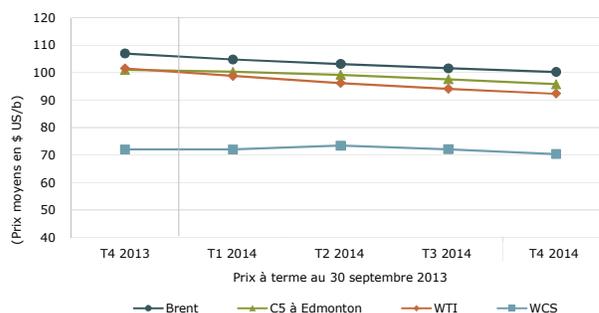
L'analyse des perspectives qui suit vise les six à dix-huit prochains mois. Les lecteurs sont également invités à consulter les indications de 2013 publiées sur le site Web de Cenovus à l'adresse cenovus.com à l'occasion de la parution des communiqués de presse de la société.

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 :

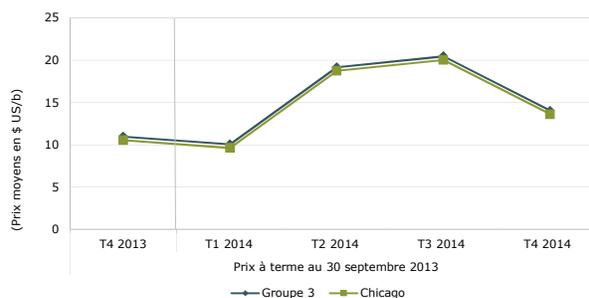
- Les perspectives globales pour les prix du pétrole brut resteront étroitement liées à la croissance économique mondiale, au rythme de croissance de l'offre en Amérique du Nord et aux interruptions de la production. Les indicateurs suggèrent que la croissance de la demande en provenance des États-Unis et de la Chine s'améliorera graduellement. Il est difficile de prédire les interruptions de l'offre à l'échelle mondiale; cependant, l'instabilité politique à l'origine des pénuries est sans doute loin d'être réglée.
- Les écarts Brent-WTI devraient rester sensiblement les mêmes, car le modeste raffermissement des prix du WTI par rapport aux prix sur la côte américaine du Golfe du Mexique sera probablement annulé par l'affaiblissement des prix sur la côte par rapport aux prix 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, tant que la capacité de transport ferroviaire ne sera pas augmentée, ce qui devrait se produire vers la fin de l'année et au premier trimestre de 2014.

Prix de référence du pétrole brut – Prix à terme



- Les marges de craquage des raffineries resteront sans doute faibles, d'autant qu'elles le sont habituellement durant les mois d'hiver. Les marges de craquage élevées relativement au WTI à Chicago qu'on a pu observer au cours des deux ou trois dernières années, qui étaient redevables à la congestion intérieure du transport du brut, sont peu susceptibles de réapparaître prochainement, car la portion du pipeline Keystone XL qui dessert la côte du golfe consolidera la capacité excédentaire qui est apparue récemment entre la région de Cushing et le golfe du Mexique.
- Les prix du gaz naturel devraient se raffermir graduellement aux alentours de 4 \$ US/MBtu jusqu'à la fin de l'année, mais ils seront soumis aux caprices de la température hivernale. L'importante réduction des travaux de forage pendant les deux dernières années s'est finalement traduite par un aplatissement de la croissance de l'offre. Une nouvelle hausse des prix sera nécessaire pour inciter davantage d'activité du côté des producteurs, de sorte que la croissance de l'offre s'harmonise à celle de la demande, qui continue de s'intensifier.

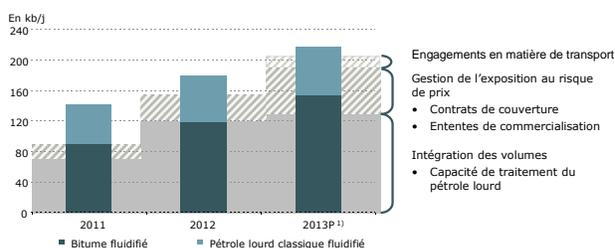
Marges de craquage 3-2-1 de référence des raffineries – Prix à terme



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 stratégiques

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, si les conditions sont favorables, en soutenant les projets de transport dans le secteur et en participant à diverses initiatives visant à élargir les marchés existants et à en trouver de nouveaux pour le pétrole brut. Au cours des neuf premiers mois de 2013, la société a acheminé par chemin de fer environ 6 000 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 11 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.

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 réserves prévues et des estimations des ressources, 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 de communiqués de presse le 24 juillet 2013 et le 24 octobre 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, notamment le transport ferroviaire ou autre du pétrole brut; l'évolution des lois et de la réglementation concernant le cadre réglementaire dans tous les territoires où la société exerce des activités, notamment le processus d'autorisation réglementaire et les désignations d'utilisation des terres, le régime de redevances, les impôts et les taxes, l'environnement, les gaz à effet de serre, le carbone et d'autres lois et règlements ou l'évolution de l'interprétation qui en est faite, dans leur version adoptée ou proposée, leurs répercussions et les coûts de conformité connexes; les périodes prévues d'entrée en vigueur de diverses prises de position en comptabilité, de modifications de règles comptables et de normes comptables, ainsi que leur incidence projetée sur les activités de la société, ses résultats financiers et ses états financiers consolidés 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 le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

ABRÉVIATIONS

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

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