

RAPPORT DE GESTION
POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 30 JUIN 2015

TABLE DES MATIÈRES :

APERÇU DE CENOVUS.....	2
FAITS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS DU TRIMESTRE	5
RÉSULTATS D'EXPLOITATION	7
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	10
RÉSULTATS FINANCIERS.....	13
SECTEURS À PRÉSENTER	20
SABLES BITUMINEUX.....	21
HYDROCARBURES CLASSIQUES.....	30
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	37
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	39
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	41
GESTION DES RISQUES	44
JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	45
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	46
TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE	47
PERSPECTIVES	47
MISE EN GARDE.....	50
ABRÉVIATIONS.....	51

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société »), daté du 29 juillet 2015, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 30 juin 2015 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires »), les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2014 et les notes annexes (les « états financiers consolidés ») et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2014 (le « rapport de gestion annuel »). Toute l'information et toutes les déclarations figurant dans le présent rapport de gestion sont en date du 29 juillet 2015, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion constitue une mise à jour du rapport de gestion annuel et contient de l'information prospective concernant les prévisions, estimations, projections et hypothèses actuelles de Cenovus. Pour se renseigner sur les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon significative ainsi que sur les principales hypothèses sous-jacentes à cette information prospective, lire la rubrique « Mise en garde ». La direction prépare les rapports de gestion intermédiaires, et le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») les approuve. Le comité d'audit a examiné le rapport de gestion annuel et en a recommandé l'approbation au conseil. Des renseignements supplémentaires sur Cenovus, notamment ses rapports trimestriels et annuels, sa notice annuelle et le formulaire 40-F qui la concerne peuvent être consultés sur SEDAR, à l'adresse sedar.com, sur EDGAR, à l'adresse sec.gov et sur le site Web de la société, à l'adresse cenovus.com. L'information présentée sur le site Web de Cenovus ou se rapportant à celui-ci, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie du rapport de gestion.

Mode de présentation

Le présent rapport de gestion et les états financiers consolidés intermédiaires, qui sont présentés de façon comparative, sont dressés en dollars canadiens, sauf lorsqu'il est fait mention d'une autre devise. Ils ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS » ou « PCGR ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Les volumes de production sont présentés avant déduction des redevances.

Mesures hors PCGR

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

APERÇU DE CENOVUS

Cenovus est une société pétrolière canadienne intégrée dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta, et dont les actions sont inscrites à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York. Au 30 juin 2015, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 17 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. Pour le semestre clos le 30 juin 2015, la production moyenne de pétrole brut et de LGN (ensemble, le « pétrole brut ») de Cenovus s'est établie à environ 209 000 barils par jour, et la production moyenne de gaz naturel a été de 456 Mpi³/j. Les raffineries ont traité en moyenne 440 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 465 000 barils bruts par jour de produits raffinés.

Le premier semestre de 2015 a continué d'être une période très difficile pour le secteur pétrolier et gazier. Les prix de référence moyens du pétrole brut se sont raffermis au deuxième trimestre grâce à la solide demande mondiale et au ralentissement de l'offre aux États-Unis, mais ils sont restés inférieurs d'environ 43 % à ceux du deuxième trimestre de 2014. Le recul des prix de référence du pétrole brut au cours des 12 derniers mois a entraîné des coupes généralisées dans les programmes d'investissement et des efforts vigoureux de réduction des coûts à l'échelle de l'industrie. Comme celui de tous ses pairs, le cours de l'action de Cenovus a baissé, ce qui a donné lieu à une diminution de la capitalisation boursière de la société d'environ 9 G\$ depuis le 30 juin 2014. La société continue de se concentrer sur la préservation de sa résilience financière, le respect d'une approche disciplinée en matière d'investissement et la mise en place de mesures durables de réduction des coûts, car elle s'attend à ce que les prix du pétrole brut restent bas assez longtemps.

Stratégie

La stratégie de la société consiste à créer de la valeur grâce à la mise en valeur des vastes ressources de sables bitumineux de la société et à l'obtention de meilleurs prix à l'échelle mondiale pour ses produits. Cette stratégie est fondée sur l'excellence de la société en matière de performance, sa capacité d'innovation et sa vigueur financière. Son approche semblable à celle du secteur de la fabrication pour produire du pétrole constitue l'un des facteurs clés de la mise en œuvre de sa stratégie. L'application, à la construction et à l'exploitation de ses installations, de modèles et de processus normalisés qui peuvent être reproduits permet à la société de réduire ses coûts et d'accroître sa productivité et ses efficacités à toutes les étapes de ses projets de sables bitumineux. Cenovus a pour but de produire des rendements pour les actionnaires grâce à l'appréciation du cours de l'action et au versement d'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 productifs de la société, notamment :
 - les sables bitumineux, qui assurent sa croissance;
 - le pétrole brut classique, qui lui permet de dégager des flux de trésorerie à court terme et diversifie ses sources de revenus;
 - le gaz naturel, qui 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 activités liées à la commercialisation, aux produits et au transport de la société, notamment :
 - le raffinage du pétrole en divers produits, qui contribuent à réduire l'effet des fluctuations des prix des marchandises;
 - la production d'une gamme de pétroles dilués, qui l'aident à maximiser ses options de transport et de raffinage;
 - l'accès à de nouveaux marchés, qui lui permettront d'obtenir le meilleur prix pour son pétrole.

La société entend procéder par étapes plus graduelles et adopter une démarche plus modérée à l'égard de l'expansion future des sables bitumineux. Elle n'envisagera l'expansion des projets actuels ou la mise en valeur de nouveaux projets que lorsqu'elle sera persuadée qu'elle peut maximiser les économies de coûts et l'efficacité des dépenses d'investissement.

Mise en valeur de pétrole

La société axe ses efforts sur la mise en valeur de ses importantes ressources de pétrole brut, principalement celles de Foster Creek et de Christina Lake. Les possibilités d'avenir reposent actuellement sur la mise en valeur des terrains dont Cenovus dispose dans la région des sables bitumineux du nord de l'Alberta, notamment Narrows Lake, Telephone Lake et Grand Rapids, ainsi que de ses zones de pétrole classique. La société planifie habituellement ses projets de mise en valeur en évaluant les ressources au moyen de ses programmes de forage de puits d'exploration stratigraphiques.

Cenovus prévoit pousser sa production annuelle nette de pétrole brut, y compris celle tirée des activités liées aux hydrocarbures classiques, grâce à la mise en valeur complète des projets en phase de production et de ceux qui ont obtenu les approbations requises des organismes de réglementation.

Excellence en matière de performance

La société adopte une approche par phases semblable à celles du secteur de la fabrication pour mettre en valeur ses actifs des sables bitumineux. Cette approche intègre les apprentissages des phases précédentes aux plans de

croissance futurs, ce qui permet de réduire les coûts. La société continue de s'affairer à concrétiser son plan d'affaires d'une manière sécuritaire, fiable et prévisible en mettant à profit les solides assises qu'elle a édifiées jusqu'à maintenant. Elle est déterminée à mettre en valeur ses ressources de manière sécuritaire et responsable.

Vigueur financière

La société prévoit que ses dépenses d'investissement annuelles de 2015 totaliseront de 1,8 G\$ à 2,0 G\$. Il s'agit d'une importante réduction par rapport à 2014 causée par la faiblesse persistante des prix des marchandises. Cenovus compte sur le produit dégagé de l'émission d'actions ordinaires réalisée en mars 2015 et de la vente des activités liées aux terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers conclue en juillet 2015, ainsi que sur les flux de trésorerie générés en interne pour financer ses dépenses d'investissement en 2015 et pour les années suivantes de son plan d'affaires. La société est encore bien positionnée pour surmonter cette période de volatilité. Afin de s'assurer de conserver sa souplesse financière, la société prévoit procéder avec prudence à l'utilisation de ses liquidités et capacités d'emprunt, à la gestion de son portefeuille d'actifs et à l'évaluation d'autres occasions d'affaires et financières qui pourraient s'offrir à elle.

Dividende

Au premier et au deuxième trimestre de 2015, la société a versé des dividendes de 0,2662 \$ par action. Comme Cenovus s'attend à ce que les prix du pétrole brut restent bas pendant assez longtemps et qu'elle sait que ses flux de trésorerie futurs seront moins élevés en raison de la vente de ses activités liées aux terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers, le conseil d'administration a réduit de 40 % le dividende du troisième trimestre, le fixant à 0,16 \$ par action. La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil et est réexaminée tous les trimestres.

En février 2015, la société a offert un escompte temporaire de 3 % aux actionnaires qui réinvestissent leurs dividendes dans des actions ordinaires aux termes du régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »). Le régime de réinvestissement des dividendes est toujours en place, mais l'escompte a été éliminé.

Innovation et environnement

Le développement de technologies, les activités de recherche et la compréhension de l'impact de la société sur l'environnement jouent des rôles de plus en plus décisifs dans toutes les facettes des activités de Cenovus. La société continue de rechercher de nouvelles technologies et développe activement ses propres technologies dans le but d'accroître les taux de récupération des réservoirs tout en réduisant les quantités d'eau, de gaz naturel et d'électricité consommées dans le cadre de ses activités d'exploitation, tout en réduisant éventuellement les coûts et en perturbant l'environnement le moins possible. La culture d'entreprise de Cenovus est propice à l'adoption d'idées neuves et de nouvelles approches. La société a déjà mis au point des solutions novatrices qui permettent de libérer des ressources de pétrole brut difficiles d'accès, tout en affirmant 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.

Activités de la société

Sables bitumineux

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

	Semestre clos le 30 juin 2015		
	Participation (%)	Volumes de production nette (b/j)	Volumes de production brute (b/j)
Projets existants			
Foster Creek	50	63 106	126 212
Christina Lake	50	74 410	148 820
Narrows Lake	50	-	-
Nouveaux projets			
Telephone Lake	100	-	-
Grand Rapids	100	-	-

Les projets Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake sont exploités par Cenovus et détenus conjointement avec ConocoPhillips, société ouverte américaine non liée. Foster Creek et Christina Lake sont en phase de production, et Narrows Lake est aux premiers stades de mise en valeur. Ces projets sont situés dans la région de l'Athabasca, dans le nord-est de l'Alberta. Telephone Lake, situé dans la région de Borealis, et Grand Rapids, situé dans la grande région de Pelican Lake, sont deux des nouveaux projets que Cenovus détient à 100 %.

(en millions de dollars)	Semestre clos le 30 juin 2015	
	Pétrole brut	Gaz naturel
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	527	4
Dépenses d'investissement	673	1
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	(146)	3

Hydrocarbures classiques

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

(en millions de dollars)	Semestre clos le 30 juin 2015	
	Pétrole brut ¹⁾	Gaz naturel
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	387	155
Dépenses d'investissement	96	6
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	291	149

1) Y compris les LGN.

Cenovus possède des actifs productifs de pétrole brut et de gaz naturel, y compris un projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du dioxyde de carbone à Weyburn, en Saskatchewan, ainsi que des actifs de pétrole lourd à Pelican Lake de même que des actifs de mise en valeur de pétrole avare situés en Alberta.

Raffinage et commercialisation

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

	Semestre clos le 30 juin 2015	
	Participation (%)	Capacité nominale brute (kb/j)
Wood River	50	314
Borger	50	146

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

(en millions de dollars)	Semestre clos le 30 juin 2015
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	395
Dépenses d'investissement	92
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	303

FAITS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS DU TRIMESTRE

Les défis que pose la faiblesse des prix des marchandises ont continué de peser lourdement sur le secteur au deuxième trimestre de 2015. Les prix de référence moyens du pétrole brut se sont raffermis au deuxième trimestre grâce à la solide demande mondiale et au ralentissement de l'offre aux États-Unis, mais ils sont restés inférieurs d'environ 43 % à ceux du deuxième trimestre de 2014. Les prix à terme des marchandises ont reculé depuis le 30 juin 2015 et devraient rester bas jusqu'à la fin de 2015, le prix à terme du Western Canadian Select (« WCS ») au 24 juillet 2015 devant s'établir en moyenne à 36 \$ US le baril pour le second semestre de 2015. Dans ce contexte, la préservation de la résilience financière, le respect d'une approche disciplinée en matière d'investissement et la conservation des liquidités sont des mesures extrêmement importantes.

Cenovus demeure bien positionnée pour surmonter cette période de volatilité. La société se concentre sur la préservation de sa souplesse financière, l'application d'une approche disciplinée en matière d'investissement, la mise en place de mesures durables de réduction des coûts et la maximalisation de la valeur pour les actionnaires. La société a pris les mesures suivantes au deuxième trimestre :

- la conclusion d'une entente visant la vente d'environ 4,8 millions d'acres brutes de terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers pour un produit en trésorerie d'environ 3,3 G\$. Une redevance sur la production que Cenovus tire de sa participation directe dans ces terrains détenus en propriété inconditionnelle et une redevance dérogatoire brute sur la production tirée des biens de Pelican Lake et de Weyburn font aussi partie de la vente;
- la conclusion de l'achat d'une installation de transbordement et de transport ferroviaire de pétrole brut pour 75 M\$, sous réserve des ajustements de clôture, dans le but d'accroître la gamme d'options de transport de la société;
- la réduction par rapport à 2014 du total des charges d'exploitation liées au pétrole brut de 76 M\$, ou 4,29 \$ le baril, charges qui se sont établies à 12,48 \$ le baril;
- la diminution des dépenses discrétionnaires à l'échelle de la société;
- la renégociation de la facilité de crédit engagée de 3,0 G\$ de la société, dont la date d'échéance a été prorogée au 30 novembre 2019, et l'ajout d'une nouvelle tranche de 1,0 G\$ aux termes de la même facilité, qui arrive à échéance le 30 novembre 2017;
- l'offre temporaire d'un escompte de 3 % aux actionnaires qui réinvestissent leurs dividendes dans des actions ordinaires aux termes du RRD, ce qui a donné lieu à des économies en trésorerie de 96 M\$. Le régime de réinvestissement des dividendes (le « RRD ») est toujours en place, mais l'escompte a été éliminé.

Résultats d'exploitation

Le rendement des actifs en amont a continué d'être bon au deuxième trimestre. La production totale de pétrole brut s'est établie en moyenne à 199 954 barils par jour pour le trimestre malgré l'interruption des activités à Foster Creek pendant 11 journées complètes à cause d'un feu de forêt dans le nord-est de l'Alberta.

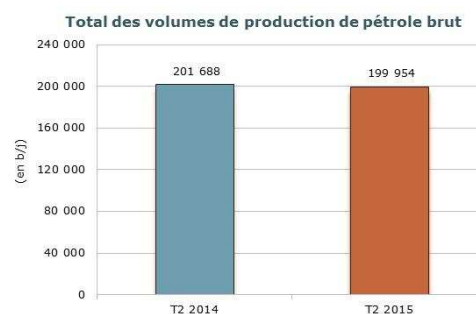
La production de pétrole brut tirée du secteur Sables bitumineux s'est élevée en moyenne à 130 734 barils par jour au deuxième trimestre, soit une augmentation de 5 % par rapport au deuxième trimestre de 2014.

La production moyenne de Foster Creek s'est établie à 58 363 barils par jour au deuxième trimestre, en hausse de 3 %. Les hausses de production découlant de l'accroissement de la capacité de la phase F et de la production des nouveaux puits, dont ceux forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC}, ont été en partie contrebalancées par la mise hors production de 11 jours complets à titre de mesure de sécurité en raison du feu de forêt dans les environs.

La production moyenne de Christina Lake s'est élevée à 72 371 barils par jour en moyenne, soit une hausse de 6 % par rapport au deuxième trimestre de 2014. Cette augmentation est attribuable à l'ajout de puits dont ceux forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC}, à la performance accrue des installations de la société et au fait que la phase E a atteint sa capacité nominale au deuxième trimestre de 2014, facteurs qui ont été atténués en partie par les interruptions de service causées par des problèmes électriques.

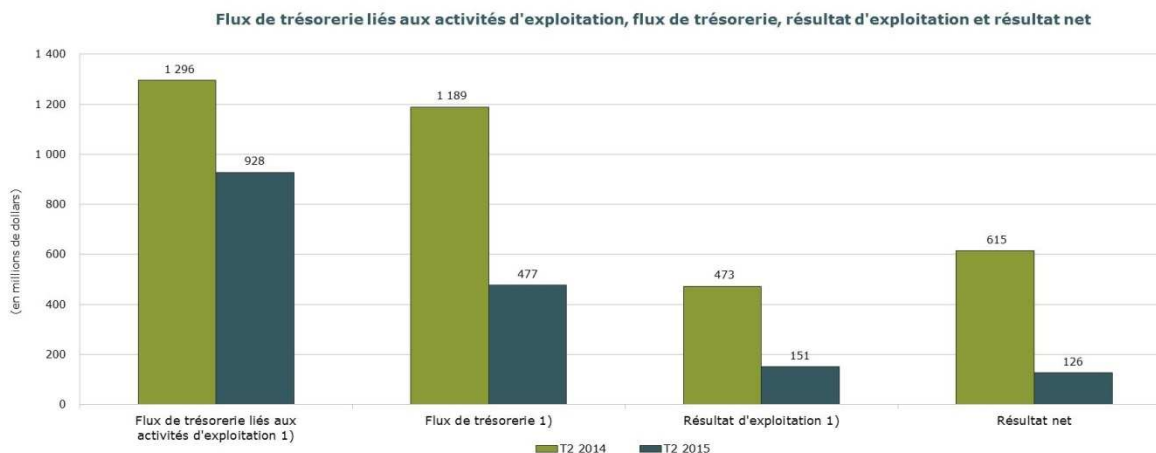
La production de pétrole brut tirée du secteur Hydrocarbures classiques s'est établie en moyenne à 69 220 barils par jour, ce qui représente une diminution de 10 % imputable aux baisses normales de rendement prévues et à la vente d'un bien non essentiel en 2014, dont la production s'était établie à 2 964 barils par jour au deuxième trimestre de 2014.

Le pétrole brut traité et la production de produits raffinés ont diminué de 5 % et de 6 %, respectivement, par rapport à 2014 en raison d'interruptions de service non planifiées. Les raffineries de la société ont traité en moyenne 441 000 barils bruts par jour de pétrole brut (466 000 en 2014), dont 200 000 barils bruts par jour de brut lourd (221 000 en 2014). La production s'est chiffrée à 462 000 barils bruts par jour de produits raffinés, soit 6 % de moins.



Résultats financiers

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 de 2014.



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

Les prix de référence du pétrole brut se sont améliorés par rapport au premier trimestre de 2015, mais ils sont restés inférieurs d'environ 43 % à ceux du deuxième trimestre de 2014. La faiblesse des prix des marchandises continue d'avoir une incidence considérable sur les résultats financiers de la société.

Les faits saillants financiers du deuxième trimestre de 2015 par rapport au trimestre correspondant de 2014 comprennent notamment :

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont diminué de 28 %, pour s'établir à 928 M\$. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont se sont chiffrés à 628 M\$ (1 076 M\$ en 2014), en baisse surtout à cause de la faiblesse des prix des marchandises, les prix de vente du pétrole brut et du gaz naturel de la société ayant diminué de 39 % et de 42 %, respectivement.

Cette diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont découlant de la baisse des prix des marchandises a été atténuée par les facteurs suivants :

- des profits réalisés de 47 M\$ liés à la gestion des risques comparativement à des pertes de 55 M\$ en 2014;
- une baisse des redevances attribuable essentiellement au recul des prix de vente du pétrole brut;
- une réduction de 4,29 \$ le baril des charges d'exploitation liées au pétrole brut, qui se sont établies à 12,48 \$ le baril; cette réduction découle principalement d'une baisse des activités de reconditionnement, de la diminution des coûts du carburant causée par un recul des prix du gaz naturel et des coûts inférieurs liés aux travaux de réparation et de maintenance.

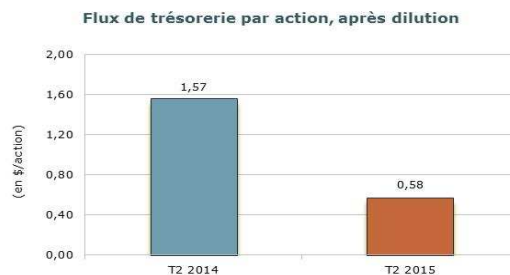
Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté de 80 M\$ ou 36 %. Cette augmentation est attribuable à l'amélioration des marges sur la vente de produits secondaires, comme le coke et le bitume, à la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et à l'accroissement des marges de craquage moyennes sur le marché, facteurs qui ont été compensés en partie par la hausse du coût du pétrole brut lourd alimentant les raffineries par rapport au prix de référence du West Texas Intermediate (« WTI ») et un recul de 6 % de la production de produits raffinés.

Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie ont diminué de 60 % pour s'établir à 477 M\$, surtout à cause du recul des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, comme il en été fait mention ci-dessus, et de l'accroissement de la charge d'impôt exigible découlant de l'accélération du calendrier de paiement de l'impôt sur le résultat par suite de la hausse du taux d'imposition des sociétés en Alberta.

Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation a diminué de 322 M\$ pour s'établir à 151 M\$ principalement à cause de la réduction des flux de trésorerie mentionnée ci-dessus et de la hausse des charges de prospection par rapport à 2014. Ces diminutions ont été atténuées par un produit d'impôt différé, comparativement à la charge inscrite en 2014, et la baisse des primes d'intéressement à long terme.



Résultat net

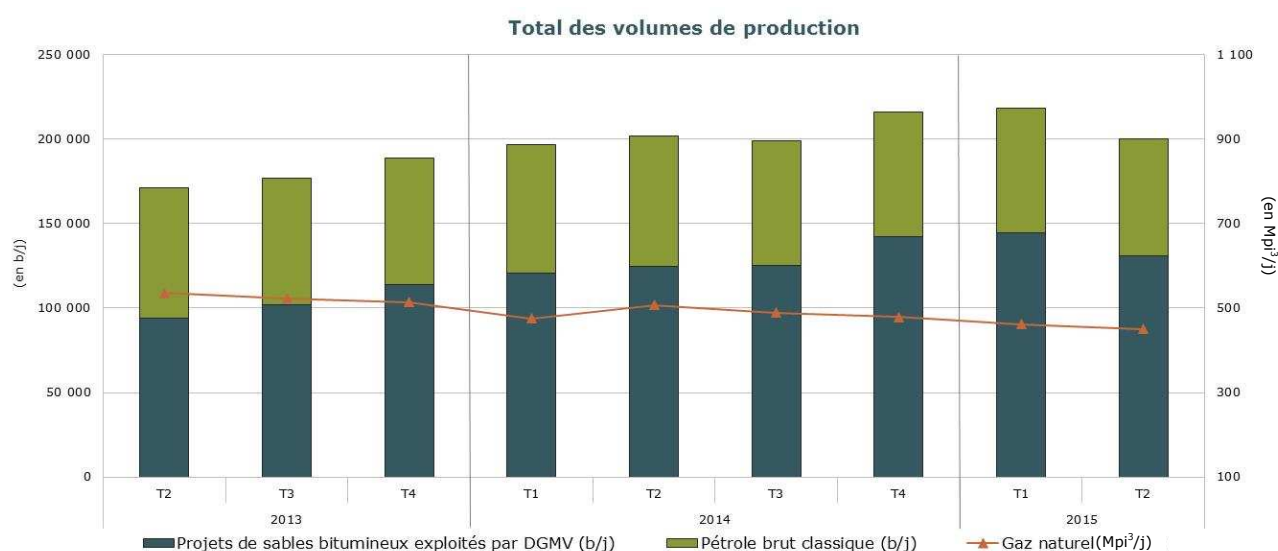
Le résultat net s'est chiffré à 126 M\$ pour le trimestre comparativement à 615 M\$ en 2014. Cette diminution est principalement imputable à la réduction du résultat d'exploitation mentionnée ci-dessus, à l'accroissement des pertes latentes liées à la gestion des risques et à la diminution des profits de change latents autres que d'exploitation par rapport à 2014, facteurs qui ont été en partie contrebalancés par un produit d'impôt différé.

Dépenses d'investissement

La société continue de suivre sa stratégie à long terme; elle le fait toutefois maintenant à un rythme qui, selon elle, correspond mieux à la faiblesse des prix des marchandises, en mettant l'accent sur l'adoption d'une approche disciplinée en matière de dépenses d'investissement et la préservation des liquidités. La société dispose de solides actifs productifs, d'un portefeuille intégré, d'un bilan sain et de plans d'investissement souples, ce qui devrait lui permettre de relever les défis.

Les dépenses d'investissement du trimestre se sont chiffrées à 357 M\$, en baisse de 48 %. La société continue de se concentrer sur le maintien de la production existante de sables bitumineux et l'achèvement de l'expansion de la phase G de Foster Creek et de l'expansion et de l'optimisation de la phase F de Christina Lake.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION



Volumes de production de pétrole brut

(en barils par jour)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2015	Variation	2014	2015	Variation	2014
Sables bitumineux						
Foster Creek	58 363	3 %	56 852	63 106	13 %	55 785
Christina Lake	72 371	6 %	67 975	74 410	11 %	66 863
	130 734	5 %	124 827	137 516	12 %	122 648
Hydrocarbures classiques						
Pétrole lourd (autre)	36 099	(10) %	40 304	36 624	(10) %	40 550
Pétrole moyen et léger	31 809	(10) %	35 329	33 463	(4) %	34 966
LGN ¹⁾	1 312	7 %	1 228	1 335	19 %	1 121
	69 220	(10) %	76 861	71 422	(7) %	76 637
Total de la production de pétrole brut	199 954	(1) %	201 688	208 938	5 %	199 285

1) Les LGN comprennent les volumes de condensats.

La production à Foster Creek s'est accrue pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015 grâce à l'accroissement de la capacité de la phase F et à l'augmentation de la production provenant de puits additionnels, notamment les puits forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC} de la société. Les puits de la phase F, la onzième phase des projets de sables bitumineux de Cenovus, devraient atteindre leur plein rendement environ 18 mois après leur mise en service, qui a eu lieu au troisième trimestre de 2014. Ces augmentations de la production ont été annulées en partie lorsque la production à Foster Creek a été interrompue pendant 11 jours complets à titre de mesure de sécurité en raison de l'incendie de forêt qui faisait rage à proximité. Les installations de la société n'ont subi aucun dommage. La perte de production estimative a été établie à 10 500 barils nets par jour pour le trimestre. Une production initiale plus forte après la mise en service des activités a partiellement compensé la perte de production.

La production à Christina Lake a été supérieure au deuxième trimestre et depuis le début de l'exercice en raison de la production provenant de nouveaux puits, y compris ceux forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC} de la société, du rendement accru des installations de la société et de l'atteinte par la phase E de sa capacité nominale au deuxième trimestre de 2014. Par ailleurs, la production a subi les contrecoups des interruptions de service causées par des problèmes électriques au deuxième trimestre de 2015.

La production de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques a diminué pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015 à cause des baisses normales de rendement prévues et de la vente de biens non essentiels de la société en 2014.

Volumes de production de gaz naturel

(en Mpi ³ par jour)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Hydrocarbures classiques	429	484	436	471
Sables bitumineux	21	23	20	21
	450	507	456	492

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, la production de gaz naturel a diminué de 11 % et de 7 %, respectivement. La société continue de consacrer la plus grande partie de ses dépenses d'investissement aux biens pétroliers.

Prix nets opérationnels

	Trimestres clos les 30 juin				Semestres clos les 30 juin			
	Pétrole brut ¹⁾		Gaz naturel		Pétrole brut ¹⁾		Gaz naturel	
	(\$/b)		(\$/kpi ³)		(\$/b)		(\$/kpi ³)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Prix ²⁾	49,48	81,33	2,82	4,87	39,90	77,29	2,94	4,68
Redevances	2,86	7,41	0,03	0,09	1,97	6,59	0,04	0,08
Transport et fluidification ²⁾	5,24	3,20	0,10	0,11	5,27	2,90	0,11	0,11
Charges d'exploitation	12,48	16,77	1,15	1,23	12,66	17,36	1,20	1,24
Taxes à la production et impôts miniers	0,33	0,60	0,02	0,13	0,27	0,51	0,01	0,06
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	28,57	53,35	1,52	3,31	19,73	49,93	1,58	3,19
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	1,75	(2,94)	0,39	(0,02)	4,27	(2,48)	0,34	(0,01)
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	30,32	50,41	1,91	3,29	24,00	47,45	1,92	3,18

1) Y compris les LGN.

2) Les prix du pétrole brut et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats qui sont mélangés au pétrole lourd. Le coût des condensats, calculé en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification, s'est chiffré à 22,58 \$ le baril au deuxième trimestre (32,94 \$ le baril en 2014) et à 22,43 \$ le baril pour semestre clos le 30 juin 2015 (33,73 \$ le baril en 2014).

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, le prix net opérationnel moyen pour le pétrole brut, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a diminué de 24,78 \$ et de 30,20 \$ le baril, respectivement, par rapport à 2014. Ces diminutions sont imputables surtout à la baisse des prix de vente, qui était conforme au recul des prix de référence, mais elles ont été atténuées par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, la réduction des charges d'exploitation et le recul des redevances. L'affaiblissement du dollar canadien depuis le début de l'exercice, par rapport à 2014, a eu un effet positif d'environ 4,46 \$ sur le prix du baril de pétrole brut de la société.

En 2015, 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 diminué pour sa part surtout en raison de la baisse des prix de vente, elle-même conforme au recul du prix de référence AECO.

Raffinage¹⁾

	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2015	Variation	2014	2015	Variation	2014
Production de pétrole brut (kb/j)	441	(5) %	466	440	2 %	433
Pétrole lourd	200	(10) %	221	210	1 %	208
Produits raffinés (kb/j)	462	(6) %	489	465	2 %	458
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	96	(5) %	101	96	2 %	94

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

Au deuxième trimestre, le taux d'utilisation du pétrole brut a diminué en raison d'interruptions de service non planifiées à la raffinerie de Borger causées par des défaillances de l'unité de traitement et une panne d'électricité.

Pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, la production de pétrole brut et de produits raffinés a augmenté légèrement. Au premier semestre de 2015, la société a subi des interruptions de service non planifiées et exécuté la révision prévue à Borger, alors qu'au premier semestre de 2014, elle avait effectué la révision et la maintenance prévues de ses deux raffineries. Le taux d'utilisation devrait baisser au troisième trimestre en raison des interruptions de service prévues en juillet à la raffinerie de Borger.

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.

PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS

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

Principaux prix de référence et taux de change¹⁾

	Semestres clos les 30 juin					
	2015	Variation	2014	T2 2015	T1 2015	T2 2014
Prix du pétrole brut (\$ US/b)						
Brent						
Moyenne	59,33	(45) %	108,83	63,50	55,17	109,77
Fin de la période	63,59	(43) %	112,36	63,59	55,11	112,36
WTI						
Moyenne	53,29	(47) %	100,84	57,94	48,63	102,99
Fin de la période	59,47	(44) %	105,37	59,47	47,60	105,37
Écart moyen Brent/WTI	6,04	(24) %	7,99	5,56	6,54	6,78
WCS²⁾						
Moyenne	40,13	(49) %	79,25	46,35	33,90	82,95
Fin de la période	48,14	(42) %	83,18	48,14	37,30	83,18
Écart moyen WTI/WCS	13,16	(39) %	21,59	11,59	14,73	20,04
Condensats (C5 à Edmonton)						
Moyenne	51,78	(50) %	103,90	57,94	45,62	105,15
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	1,51	(149) %	(3,06)	-	3,01	(2,16)
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	(11,65)	(53) %	(24,65)	(11,59)	(11,72)	(22,20)
Moyenne des prix des produits raffinés (\$ US/b)						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	71,21	(39) %	117,51	79,96	62,45	121,98
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	73,12	(42) %	125,09	75,92	70,33	124,34
Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries (\$ US/b)						
Chicago	18,65	(3) %	19,13	20,77	16,53	19,72
Groupe 3	18,40	5 %	17,58	19,34	17,46	17,75
Moyenne des prix du gaz naturel						
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	2,81	(40) %	4,72	2,67	2,95	4,67
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³)	2,81	(41) %	4,80	2,64	2,98	4,67
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/kpi ³)	0,53	6 %	0,50	0,50	0,57	0,40
Taux de change (\$ US/\$ CA)						
Moyenne	0,810	(11) %	0,912	0,813	0,806	0,917

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

2) Le prix de référence moyen du WCS en dollars canadiens s'est chiffré à 57,01 \$ le baril au deuxième trimestre (90,46 \$ le baril en 2014) et à 49,54 \$ le baril pour le semestre clos le 30 juin 2015 (86,90 \$ le baril en 2014).

Prix de référence – pétrole brut

Au deuxième trimestre de 2015, les prix de référence du pétrole brut se sont améliorés par rapport au premier trimestre, mais sont restés nettement inférieurs à ceux de 2014. Les prix de référence moyens du Brent, du WTI et du WCS ont continué de subir les répercussions d'un déséquilibre mondial entre l'offre et la demande qui a commencé au deuxième semestre de 2014. Ce déséquilibre à l'échelle mondiale est imputable à la faiblesse de la demande mondiale et à la solide croissance de l'offre de pétrole brut en Amérique du Nord, qui a été accentuée par le maintien de la décision de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») de garder sa production de pétrole brut à son niveau actuel et de cesser d'assumer son rôle de régulateur de l'offre de pétrole brut. Malgré la baisse considérable des prix du pétrole brut en 2015, le déséquilibre mondial ne s'est que légèrement amélioré. Cependant, les prix de référence du pétrole brut ont affiché un certain regain au deuxième trimestre de 2015 grâce à la reprise de la demande de pétrole brut en Europe, à la vigueur retrouvée de la demande mondiale d'essence, au recul de la production au Mexique et au ralentissement de la croissance de l'offre aux États-Unis.

Le prix de référence du Brent est un bon indicateur des prix du pétrole brut mondiaux et, selon Cenovus, il indique mieux que le WTI les prix des produits raffinés intérieurs. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, le prix moyen du pétrole brut Brent a diminué de 42 % et de 45 %, respectivement, par rapport à 2014. Ce recul est imputable au déséquilibre mondial de l'offre et de la demande dont il est fait mention ci-dessus.

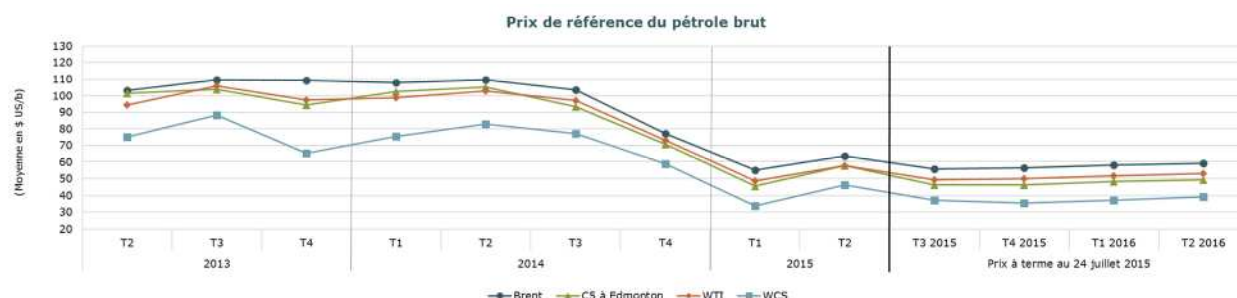
Le WTI est un important prix de référence pour le pétrole brut canadien, car il reflète les prix intérieurs du brut en Amérique du Nord, et son équivalent en dollars canadiens est utilisé pour calculer les redevances relatives à de nombreux biens de pétrole brut de la société. L'écart moyen entre le WTI et le Brent s'est amoindri de 18 % au deuxième trimestre par rapport à 2014 et de 24 % pour la période écoulée depuis le début de l'exercice. Les prix de référence du WTI se sont raffermis par rapport à ceux du Brent par suite du redressement de l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché de la côte américaine du golfe du Mexique, ce qui fait que les frais de transport sont devenus le principal facteur de l'écart Brent-WTI.

Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. L'écart moyen entre le WTI et le WCS s'est rétréci de 8,45 \$ US le baril, ou 42 %, pour le deuxième trimestre de 2015 et de 8,43 \$ US le baril, ou 39 %, pour la période écoulée depuis le début de l'exercice. Le rétrécissement de l'écart découle d'une augmentation de la demande de WCS à cause de la construction de nouvelles infrastructures de transport par pipeline vers la côte américaine du golfe du Mexique, de l'accroissement de la capacité de transport ferroviaire qui a procuré un accès à des marchés américains de raffinage de pétrole lourd, nouveaux et existants, et de la réduction de l'offre de pétrole brut lourd causée par les incendies de forêt qui ont touché le nord-est de l'Alberta au deuxième trimestre de 2015.

La fluidification du bitume et du pétrole lourd au moyen de condensats permet le transport de la production de Cenovus au moyen de pipelines. Les ratios de fluidification de la société varient de 10 % à 33 % environ. L'écart WCS-condensats est un point de référence important, car lorsque cet écart diminue, la récupération du coût d'achat des condensats augmente généralement pour chaque baril de pétrole brut fluidifié vendu. Lorsque l'offre de condensats en Alberta ne suffit pas à la demande, les prix des condensats à Edmonton peuvent être liés aux prix des condensats sur la côte américaine du golfe du Mexique, auxquels s'ajoute la valeur attribuée au transport des condensats jusqu'à Edmonton.

Au deuxième trimestre de 2015, l'écart moyen WTI-condensats a diminué de 2,16 \$ US le baril à cause de la réduction de la demande de condensats, car les incendies de forêt dans le nord-est de l'Alberta ont fait baisser la production tirée des sables bitumineux. Depuis le début de l'exercice, l'écart a varié de 4,57 \$ US le baril, les condensats se vendant à escompte par rapport au WTI en 2015 alors qu'ils se vendaient à prime en 2014. Cette variation est surtout liée aux nouvelles infrastructures de transport par pipeline de diluants vers l'Alberta, à la croissance de l'offre de condensats et à la diminution de la production tirée des sables bitumineux qui a réduit la demande de condensats.

Enfin, l'écart moyen WCS-condensats s'est rétréci de 10,61 \$ US le baril au deuxième trimestre et de 13,00 \$ US le baril pour le premier semestre comparativement aux périodes correspondantes de 2014 grâce à la croissance de l'offre de condensats ainsi qu'à l'amélioration de l'infrastructure de transport de diluants pour les importations de condensats en Alberta et les exportations de pétrole lourd vers le marché.



Prix de référence – raffinage

Les prix de référence que sont le prix de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et le prix du diesel à très faible teneur en soufre à Chicago sont représentatifs des prix des produits raffinés sur le marché intérieur et servent à calculer la marge de craquage 3-2-1 à Chicago. La marge de craquage 3-2-1 est un indicateur de la marge de raffinage résultant de la transformation de trois barils de pétrole brut en deux barils d'essence ordinaire sans plomb et un baril de diesel à très faible teneur en soufre calculé en fonction des prix de la charge d'alimentation en pétrole brut selon le prix du WTI et évalué à l'aide de la méthode du dernier entré, premier sorti.

Les prix moyens des produits raffinés intérieurs ont reculé de 37 % au deuxième trimestre de 2015 par rapport à 2014 et de 41 % au premier semestre à cause de la faiblesse des prix mondiaux du pétrole brut.

Les marges de craquage 3-2-1 moyennes à Chicago ont monté de 5 % au deuxième trimestre par rapport à 2014 grâce à l'accroissement de la demande mondiale d'essence causé par l'affaiblissement des prix. Pour les deux premiers trimestres, les marges de craquage 3-2-1 à Chicago ont légèrement baissé à cause du rétrécissement de l'écart entre le Brent et le WTI qui a découlé de la capacité additionnelle de transport par pipeline vers la côte américaine du Golfe du Mexique. Les marges de craquage moyennes du groupe 3 se sont accrues au deuxième trimestre et pour la période écoulée depuis le début de l'exercice par suite d'interruptions de service non planifiées des raffineries qui se sont traduites par une légère hausse des prix des produits raffinés.

Les marges de craquage qu'obtient la société sont tributaires de nombreux autres facteurs, dont la diversité des sources de charge de pétrole brut, la configuration de la raffinerie et la production, le délai entre l'achat et la livraison du pétrole brut et le coût de la charge d'alimentation qui est évalué selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.



Prix de référence du gaz naturel

Au deuxième trimestre de 2015 et pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, les prix moyens du gaz naturel ont diminué en raison surtout de l'accroissement de l'offre provenant des États-Unis et du Canada.

Taux de change de référence

Les produits des activités ordinaires de la société sont exposés au risque de change, car les prix de vente du pétrole brut, du gaz naturel et des produits raffinés de la société sont établis en fonction de prix de référence en dollars américains. L'affaiblissement du dollar canadien en regard du dollar américain a un effet positif sur les résultats que présente la société. De même, à mesure que le dollar canadien se raffermi, les résultats qu'elle présente baissent. Les produits des activités ordinaires de la société sont libellés en dollars américains, mais en plus la société a choisi de contracter sa dette à long terme en dollars américains. Lorsque le dollar canadien se déprécie, la dette de la société libellée en dollars américains donne lieu à des pertes de change latentes au moment de conversion en dollars canadiens.

Au deuxième trimestre et depuis le début de l'exercice, comparativement à 2014, le dollar canadien s'est incliné de 0,10 \$ ou 11 % devant le dollar américain en raison de la baisse des prix des marchandises et du raffermissement de l'économie américaine. La dépréciation du dollar canadien au cours du semestre clos le 30 juin 2015 par rapport à 2014 a eu une incidence positive d'environ 767 M\$ sur les produits des activités ordinaires de la société et a entraîné une augmentation de 396 M\$ des pertes de change latentes à la conversion de la dette de Cenovus libellée en dollars américains.

RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats financiers consolidés

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

(en M\$, sauf les montants par action)	Semestres clos les 30 juin		2015		2014				2013		
	2015	2014	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Produits des activités ordinaires	6 867	10 434	3 726	3 141	4 238	4 970	5 422	5 012	4 747	5 075	4 516
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation¹⁾	1 477	2 465	928	549	539	1 154	1 296	1 169	976	1 153	1 125
Flux de trésorerie¹⁾ dilués par action	972	2 093	477	495	401	985	1 189	904	835	932	871
Résultat d'exploitation¹⁾ dilué par action	1,21	2,76	0,58	0,64	0,53	1,30	1,57	1,19	1,10	1,23	1,15
Résultat net dilué par action	63	851	151	(88)	(590)	372	473	378	212	313	255
Résultat net de base par action dilué par action	0,08	1,12	0,18	(0,11)	(0,78)	0,49	0,62	0,50	0,28	0,41	0,34
Résultat net de base par action dilué par action	(542)	862	126	(668)	(472)	354	615	247	(58)	370	179
Dépenses d'investissement²⁾	(0,67)	1,14	0,15	(0,86)	(0,62)	0,47	0,81	0,33	(0,08)	0,49	0,24
Dépenses d'investissement²⁾	886	1 515	357	529	786	750	686	829	898	743	706
Dividendes											
Dividendes en numéraire	263	403	125	138	201	201	201	202	183	182	183
Dividendes en actions émises sur le capital social	182	-	98	84	-	-	-	-	-	-	-
par action	0,5324	0,5324	0,2662	0,2662	0,2662	0,2662	0,2662	0,2662	0,242	0,242	0,242

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

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

Produits des activités ordinaires

Au deuxième trimestre, les produits des activités ordinaires ont diminué de 1 696 M\$, soit 31 %, par rapport à 2014. Pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, les produits des activités ordinaires ont baissé de 3 567 M\$, soit 34 %, par rapport à 2014.

(en millions de dollars)

	Trimestres	Semestres
Produits des activités ordinaires des périodes closes le 30 juin 2014	5 422	10 434
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :		
Sables bitumineux	(426)	(906)
Hydrocarbures classiques	(374)	(738)
Raffinage et commercialisation	(1 046)	(2 208)
Activités non sectorielles et éliminations	150	285
Produits des activités ordinaires des périodes closes le 30 juin 2015	3 726	6 867

Les produits en amont ont diminué de 37 % pour le deuxième trimestre et de 40 % pour la période écoulée depuis le début de l'exercice à cause de la baisse des prix de vente du pétrole brut fluidifié et du gaz naturel, qui est conforme avec le recul des prix de référence du WCS et AECO. La baisse des prix de vente du pétrole brut a aussi entraîné une réduction des redevances. Les produits en amont du semestre ont été avantagés par l'accroissement de 5 % des ventes de pétrole brut.

Les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2015 ont diminué de 30 % et de 33 %, respectivement. Les produits tirés des activités de raffinage du deuxième trimestre ont diminué à cause d'une baisse des prix des produits raffinés cadrant avec le recul du prix de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et du prix du diesel à très faible teneur en soufre à Chicago et la diminution de 6 % de la production de produits raffinés, facteurs en partie compensés par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les produits tirés des ventes à des tiers effectuées par le groupe de commercialisation ont diminué de 30 % par rapport à 2014, surtout à cause du recul des prix de vente du pétrole brut et du gaz naturel, qui a été contrebalancé en partie par l'accroissement des volumes de brut achetés.

Les produits tirés des activités de raffinage des six premiers mois de l'exercice ont diminué à cause d'une baisse des prix de référence des produits raffinés, en partie annulée par une légère hausse de la production de produits raffinés et la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les produits tirés des ventes à des tiers ont diminué de 37 % à cause du recul des prix de vente du pétrole brut et du gaz naturel, qui a été contrebalancé en partie par l'accroissement des volumes de brut achetés.

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

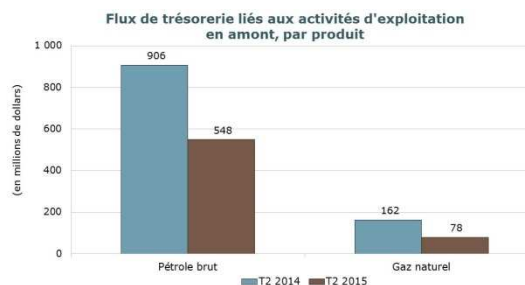
Pour obtenir de plus amples renseignements sur les produits des activités ordinaires de Cenovus, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation constituent une mesure hors PCGR qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'une période à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie des actifs de la société. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation correspondent aux produits des activités ordinaires, déduction faite des produits achetés, des frais de transport et de fluidification, des charges d'exploitation ainsi que de la taxe sur la production et des impôts miniers, plus les profits réalisés, moins les pertes réalisées liées à la gestion des risques. Les éléments du secteur Activités non sectorielles et éliminations sont exclus du calcul des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires	3 794	5 640	7 041	10 893
(Ajouter) déduire :				
Produits achetés	1 976	3 098	3 814	5 918
Frais de transport et de fluidification	498	655	1 026	1 308
Charges d'exploitation	432	519	910	1 093
Taxe sur la production et impôts miniers	6	17	11	24
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(46)	55	(197)	85
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	928	1 296	1 477	2 465

Comparaison du trimestre clos le 30 juin 2015 et du trimestre clos le 30 juin 2014



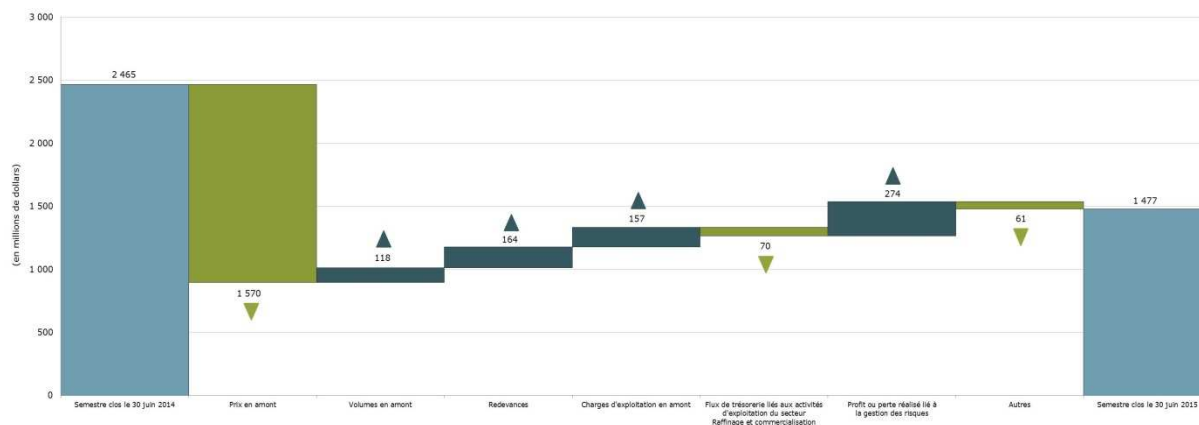
Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont diminué de 28 % au deuxième trimestre par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2014; les facteurs qui ont influé sur les flux de trésorerie sont les suivants :

- la diminution de 39 % du prix de vente moyen du pétrole brut de la société et une réduction de 42 % du prix de vente moyen du gaz naturel, ce qui cadre avec la baisse des prix de référence correspondants;
- la réduction de 11 % des volumes de vente de gaz naturel.

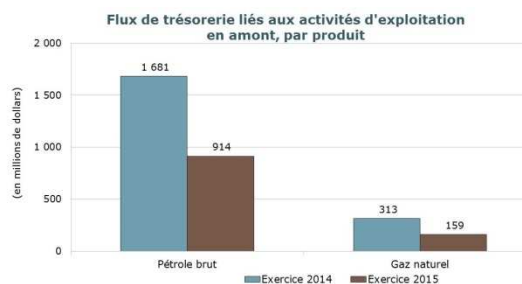
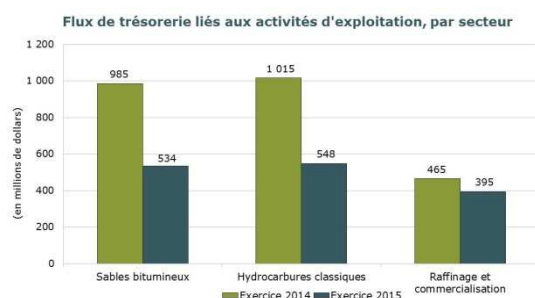
Ces diminutions des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont été en partie compensées par les facteurs suivants :

- un profit réalisé de 47 M\$ lié à la gestion des risques, compte non tenu du secteur Raffinage et commercialisation, comparativement à une perte de 55 M\$ en 2014;
- une baisse des redevances attribuable à une diminution des prix de vente du pétrole brut;
- une réduction des charges d'exploitation liées au pétrole brut de 4,29 \$ le baril découlant surtout d'une baisse des activités de reconditionnement, de la diminution des coûts du carburant causée par un recul des prix du gaz naturel et des coûts de réparation et d'entretien moindres;
- une augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation par suite de l'amélioration des marges réalisées sur la vente de produits secondaires, de l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain et de l'accroissement des marges de craquage moyennes. Cette augmentation a été en partie annulée par la hausse des coûts d'alimentation en brut lourd des raffineries par rapport au prix de référence du WTI et une diminution de la production de produits raffinés.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



Comparaison du semestre clos le 30 juin 2015 et du semestre clos le 30 juin 2014



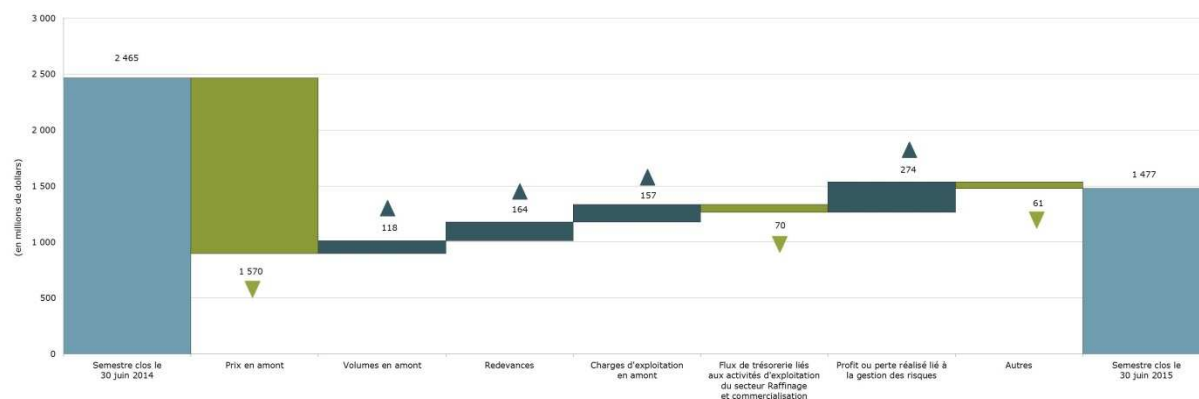
Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont diminué de 40 % au premier semestre de 2015; les facteurs qui ont influé sur les flux de trésorerie sont les suivants :

- la diminution de 48 % du prix de vente moyen du pétrole brut de la société et une réduction de 37 % du prix de vente moyen du gaz naturel, ce qui cadre avec la baisse des prix de référence correspondants;
- une diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation par suite de la hausse des coûts d'alimentation en brut lourd des raffineries par rapport au prix de référence du WTI, annulée en partie par l'amélioration des marges réalisées sur la vente de produits secondaires, l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain et une légère augmentation de la production de produits raffinés;
- la réduction de 7 % des volumes de vente de gaz naturel.

Ces diminutions des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont été en partie compensées par les facteurs suivants :

- un profit réalisé de 184 M\$ lié à la gestion des risques, compte non tenu du secteur Raffinage et commercialisation, comparativement à une perte de 90 M\$ en 2014;
- une baisse des redevances attribuable à une diminution des prix de vente du pétrole brut et du gaz naturel;
- une augmentation de 5 % des volumes de vente de pétrole brut;
- une réduction des charges d'exploitation liées au pétrole brut de 4,70 \$ le baril découlant surtout d'une baisse des activités de reconditionnement, de la diminution des coûts du carburant causée par un recul des prix du gaz naturel et des coûts de réparation et d'entretien moindres.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



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

Flux de trésorerie

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	335	1 109	610	1 566
(Ajouter) déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(14)	(27)	(68)	(69)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(128)	(53)	(294)	(458)
Flux de trésorerie	477	1 189	972	2 093

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, les flux de trésorerie ont diminué de 712 M\$ et de 1 121 M\$, respectivement, surtout en raison de la baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, comme il en est fait mention ci-dessus. Les flux de trésorerie ont aussi été touchés par la hausse de la charge d'impôt exigible, à hauteur de 322 M\$ et de 161 M\$ pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, qui découle surtout de l'accélération du calendrier de paiement de l'impôt sur le résultat par suite de la hausse du taux d'imposition des sociétés en Alberta.

Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est une mesure hors PCGR qui, parce qu'elle élimine les éléments autres que d'exploitation, permet d'assurer la comparabilité de la performance financière sous-jacente de la société d'une période à l'autre. Le résultat d'exploitation correspond au résultat avant impôt, compte non tenu du profit ou de la perte sur les activités abandonnées, du profit au titre d'un achat avantageux, de l'incidence des profits ou des pertes latents liés à la gestion des risques sur des instruments dérivés, des profits ou des pertes de change latents à la conversion des billets libellés en dollars américains émis au Canada, des profits ou des pertes de change au règlement d'opérations intersociétés et des profits ou des pertes à la sortie d'actifs, déduction faite de l'impôt sur le résultat d'exploitation et exclusion faite de l'incidence des changements apportés aux taux d'imposition prévus par la loi.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Résultat avant impôt sur le résultat	180	824	(601)	1 182
Ajouter (déduire) :				
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ¹⁾	151	11	296	(15)
(Profit) perte de change latent autre que d'exploitation ²⁾	(99)	(177)	415	19
(Profit) perte à la vente d'actifs	-	(20)	(16)	(20)
Résultat d'exploitation avant impôt sur le résultat	232	638	94	1 166
Charge d'impôt sur le résultat	81	165	31	315
Résultat d'exploitation	151	473	63	851

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

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

Au deuxième trimestre de 2015, la diminution de 322 M\$ du résultat d'exploitation est imputable à :

- la diminution des flux de trésorerie dont il est fait mention plus haut;
- une hausse des charges de prospection par rapport à 2014.

Ces facteurs ont été en partie compensés par un produit d'impôt différé, comparativement à une charge en 2014, et à une diminution des primes d'intéressement à long terme.

La diminution de 788 M\$ du résultat d'exploitation inscrite pour le semestre est imputable à :

- la diminution des flux de trésorerie dont il est fait mention plus haut;
- une perte de change latente de 6 M\$ liée aux éléments d'exploitation comparativement à un profit de 57 M\$ en 2014;
- une augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement causée surtout par la hausse des volumes de vente tirés des actifs de sables bitumineux.

Ces facteurs ont été en partie compensés par un produit d'impôt différé, comparativement à une charge en 2014, et un recouvrement lié aux primes d'intéressement à long terme comparativement à une charge en 2014.

Résultat net

(en millions de dollars)

	Trimestres	Semestres
Résultat net des périodes closes le 30 juin 2014	615	862
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹⁾	(368)	(988)
Activités non sectorielles et éliminations :		
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques	(140)	(311)
Profit (perte) de change latent	(79)	(459)
Profit (perte) à la vente d'actifs	(20)	(4)
Charges ²⁾	(20)	41
Amortissement et épuisement	3	(42)
Charges de prospection	(20)	(20)
Impôt sur le résultat	155	379
Résultat net des périodes closes le 30 juin 2015	126	(542)

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

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

Le résultat net du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2015 a diminué de 489 M\$ et de 1 404 M\$, respectivement, principalement en raison des facteurs suivants :

- une baisse du résultat d'exploitation, qui a été analysée plus haut;
- un profit de change latent autre que d'exploitation de 99 M\$ pour le trimestre et une perte de change latente de 415 M\$ pour le semestre (profit de change latent de 177 M\$ et perte de change latente de 19 M\$, respectivement, pour 2014);
- une perte latente liée à la gestion des risques de 151 M\$ pour le trimestre et de 296 M\$ pour le semestre comparativement à une perte latente de 11 M\$ au deuxième trimestre de 2014 et à un profit latent de 15 M\$ pour le semestre clos le 30 juin 2014.

Ces facteurs ont été en partie annulés par une baisse de l'impôt sur le résultat, car un produit d'impôt différé a compensé la hausse de l'impôt exigible.

Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Sables bitumineux	260	471	674	998
Hydrocarbures classiques	36	153	102	423
Raffinage et commercialisation	48	46	92	69
Activités non sectorielles	13	16	18	25
Dépenses d'investissement	357	686	886	1 515
Acquisitions	-	16	-	17
Sorties d'actifs	-	(39)	(16)	(41)
Dépenses d'investissement, montant net¹⁾	357	663	870	1 491

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

La société continue de suivre sa stratégie à long terme; elle le fait toutefois maintenant à un rythme qui, selon elle, correspond mieux à la faiblesse des prix des marchandises, en mettant l'accent sur le respect d'une approche disciplinée en matière d'investissement et la préservation des liquidités. La société dispose de solides actifs productifs, d'un portefeuille intégré, d'un bilan sain et de plans d'investissement souples, ce qui devrait lui permettre de relever les défis entraînés par la persistance de la faiblesse des prix des marchandises et de la volatilité des marchés sur une période prolongée.

Les dépenses d'investissement du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2015 ont reculé de 48 % et de 42 %, respectivement. En janvier, Cenovus a réduit ses dépenses d'investissement prévues dans le but de préserver ses liquidités et de maintenir la vigueur de son bilan dans le contexte de faiblesse des prix des marchandises. La société prévoit consacrer ses dépenses d'investissement de 2015 à faire en sorte que les actifs de la société soient correctement entretenus et qu'ils respectent les exigences liées à la sécurité, à la réglementation et aux ententes contractuelles; elles porteront principalement sur les travaux d'expansion de la phase F de Christina Lake et de la phase G de Foster Creek.

En 2015, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont été essentiellement des investissements de maintien liés à la production actuelle, à l'expansion de la phase G de Foster Creek, à l'expansion de la phase F et au projet d'optimisation de Christina Lake et au forage de 158 puits d'exploration stratigraphiques bruts au premier semestre de 2015; ces investissements étaient principalement liés aux phases d'expansion à court terme et visaient à déterminer les emplacements de puits.

Les dépenses d'investissement du secteur Hydrocarbures classiques ont été axées surtout sur les investissements de maintien et les dépenses liés aux installations de récupération à l'aide du dioxyde de carbone de Weyburn.

Les dépenses d'investissement du secteur Raffinage et commercialisation étaient axées sur les projets de décongestion de Wood River, en plus de la maintenance des immobilisations, des projets d'amélioration de la fiabilité et de la sécurité des raffineries de Cenovus et des mesures environnementales.

Les dépenses d'investissement comprennent également les sommes accordées au développement de technologies, lesquelles font partie intégrante des activités de la société. La stratégie axée sur l'innovation et le développement des technologies est cruciale pour la société, car elle lui permet de limiter son empreinte écologique et d'exceller dans l'exécution de ses projets. Les équipes concernées cherchent des moyens de perfectionner les activités actuelles et étudient de nouvelles idées dans l'espoir de réduire éventuellement les coûts, d'améliorer les techniques de récupération employées pour atteindre le pétrole brut et le gaz naturel et d'améliorer les procédés de raffinage.

Les dépenses d'investissement du secteur Activités non sectorielles et éliminations comprennent aussi les sommes consacrées aux actifs non sectoriels, principalement le matériel informatique.

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 dépenses d'investissement nécessaires pour exercer les activités commerciales existantes;
- en deuxième lieu, ils sont affectés au versement de dividendes afin d'offrir un rendement global solide aux actionnaires;
- en troisième lieu, ils sont affectés au capital-développement ou aux investissements discrétionnaires.

Cette méthode 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 outre, la société continue d'évaluer d'autres occasions d'affaires ou financières, notamment des moyens pour dégager des flux de trésorerie de son portefeuille actuel. La société prévoit qu'elle conservera des notations de crédit élevées.

Cenovus prévoit que ses dépenses d'investissement annuelles totales de 2015 se chiffreront entre 1,8 G\$ et 2,0 G\$, ce qui est nettement inférieur aux années précédentes, en raison du contexte actuel de faiblesse des prix des marchandises. Le budget d'investissement de la société comporte un certain degré de souplesse; par conséquent, la société continuera d'évaluer régulièrement ses plans d'investissement et d'y apporter des modifications, au besoin. Pour obtenir plus de détails, le lecteur est prié de consulter la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Flux de trésorerie ¹⁾	477	1 189	972	2 093
Dépenses d'investissement (capitaux engagés et capital-développement)	357	686	886	1 515
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	120	503	86	578
Dividendes en numéraires	125	201	263	403
	(5)	302	(177)	175

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

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



La société prévoit que les dépenses d'investissement de 2015 et des années suivantes de son plan d'affaires seront financées à partir des flux de trésorerie générés en interne, du produit de l'émission d'actions ordinaires qui a eu lieu en mars 2015 et de la vente des activités liées aux terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers en juillet 2015. Ces transactions ont assaini le bilan de Cenovus et procurent davantage de résilience à cette dernière, ce qui lui permet d'envisager d'investir dans des occasions au sein de Cenovus qui présentent un solide potentiel de rendement, selon la direction. Se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion pour en savoir plus à ce sujet.

SECTEURS À PRÉSENTER

Les secteurs à présenter de la société se décrivent comme suit :

Sables bitumineux, qui se consacre aux activités de mise en valeur et de production des actifs liés au bitume de Cenovus à Foster Creek, à Christina Lake et à Narrows Lake, ainsi que divers projets encore aux premiers stades de la mise en valeur, comme Grand Rapids et Telephone Lake. Les actifs liés au gaz naturel de l'Athabasca appartiennent aussi à ce secteur. Certains des terrains de sables bitumineux de la société que celle-ci exploite, notamment ceux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake, sont détenus conjointement avec ConocoPhillips, société ouverte américaine non liée.

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

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

Activités non sectorielles et éliminations, qui comprend principalement les profits ou les pertes latents comptabilisés à l'égard des instruments financiers dérivés, les profits ou pertes à la sortie d'actifs, ainsi que d'autres coûts de Cenovus au titre des activités générales, administratives, de financement et de recherche. Lorsqu'un instrument financier est réglé, le profit réalisé (ou la perte réalisée) est comptabilisé dans le secteur d'exploitation auquel se rapporte l'instrument dérivé. Les éliminations sont liées aux ventes, au résultat d'exploitation et aux achats intersectoriels de produits qui sont constatés aux prix de cession interne en fonction des prix du marché courants, ainsi qu'au résultat intersectoriel non réalisé sur les stocks.

Produits des activités ordinaires par secteur à présenter

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Sables bitumineux	875	1 301	1 604	2 510
Hydrocarbures classiques	482	856	904	1 642
Raffinage et commercialisation	2 437	3 483	4 533	6 741
Activités non sectorielles et éliminations	(68)	(218)	(174)	(459)
	3 726	5 422	6 867	10 434



SABLES BITUMINEUX

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

Les principaux événements qui ont eu une incidence sur le secteur Sables bitumineux au deuxième trimestre de 2015 par rapport au même trimestre de 2014 sont les suivants :

- L'incendie de forêt qui a ravagé le nord-est de l'Alberta, provoquant l'interruption des activités de Foster Creek pendant 11 jours complets par mesure de sécurité. Les installations de la société n'ont subi aucun dommage. La production moyenne de Foster Creek a été réduite d'environ 10 500 barils nets par jour à cause de l'incendie; cependant, la perte de production a été compensée en partie par la production initiale plus forte après la mise en service des activités;
- L'augmentation de 6 % de la production de Christina Lake, qui s'est élevée à 72 371 barils par jour en moyenne, principalement grâce à la production tirée des nouveaux puits, dont ceux forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC} de la société, à l'amélioration du rendement des installations et à l'atteinte par la phase E de sa capacité nominale au deuxième trimestre de 2014, facteurs en partie contrebalancés par les interruptions des activités d'exploitation par suite de problèmes électriques.

Sables bitumineux – pétrole brut

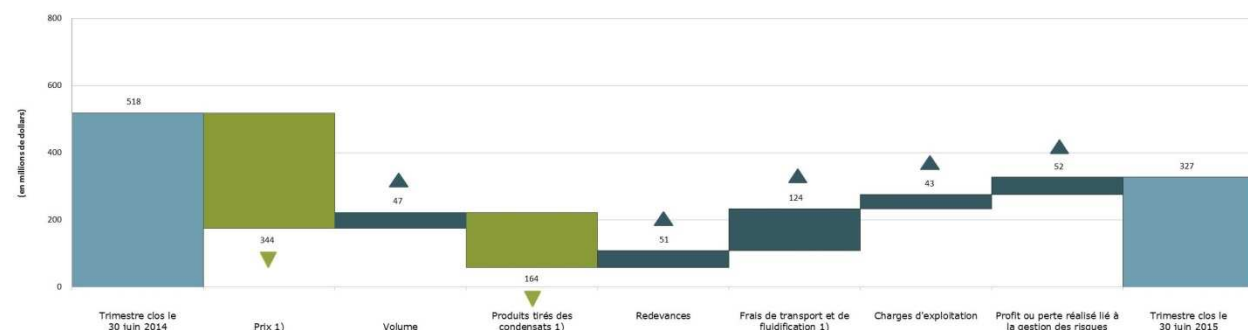
Comparaison du trimestre clos le 30 juin 2015 et du trimestre clos le 30 juin 2014

Résultats financiers et unitaires

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestre clos le 30 juin 2015		Trimestre clos le 30 juin 2014	
		\$ par unité ⁽¹⁾		\$ par unité ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires brut	884	77	1 345	124
Déduire : redevances	16	1	67	6
Produits des activités ordinaires	868	76	1 278	118
Charges				
Transport et fluidification	435	38	559	52
Activités d'exploitation	123	11	166	15
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(17)	(2)	35	3
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	327	29	518	48
Dépenses d'investissement	260		470	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	67		48	

(1) Les valeurs unitaires sont calculées en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



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

Produits des activités ordinaires

Prix

Au deuxième trimestre, le prix de vente moyen du pétrole brut s'est situé à 45,61 \$ le baril. S'il s'est accru par rapport au prix moyen de 26,04 \$ enregistré au premier trimestre, il a néanmoins reculé de 40 % par rapport à celui du deuxième trimestre de 2014. Les prix obtenus par Cenovus continuent de subir l'incidence défavorable du contexte mondial des prix des marchandises. La diminution du prix du pétrole brut de la société cadre avec la baisse des prix de référence du WCS et de Christina Dilbit Blend (« CDB »), en partie compensée par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et l'accroissement des ventes sur le marché américain, qui permettent de dégager un prix de vente supérieur. L'écart entre le WCS et le CDB s'est contracté de 54 % et s'est chiffré à un escompte de 2,00 \$ US le baril (escompte de 4,33 \$ US le baril en 2014), principalement grâce à un meilleur accès aux raffineries de la côte américaine du Golfe du Mexique capables de traiter davantage de variétés de pétroles bruts lourds. Au deuxième trimestre, 88 % de la production de Christina Lake a été vendue à titre de CDB (84 % en 2014), le reste étant vendu à même le WCS.

Volumes de production

(en barils par jour)	Trimestres clos les 30 juin		2014
	2015	Variation	
Foster Creek	58 363	3 %	56 852
Christina Lake	72 371	6 %	67 975
	130 734	5 %	124 827

La production à Foster Creek a augmenté essentiellement grâce à la mise en production progressive de la phase F et à la production tirée des puits additionnels forés, notamment ceux forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC}. La mise en production progressive de la phase F, la onzième phase des projets de sables bitumineux de Cenovus, devrait atteindre sa capacité nominale environ 18 mois après son démarrage, qui a eu lieu au troisième trimestre de 2014. Les augmentations de la production ont été annulées en partie lorsque les activités de Foster Creek ont été interrompues pendant 11 jours complets par mesure de sécurité en raison de l'incendie de forêt qui faisait rage à proximité. La perte de production a été estimée à 10 500 barils nets par jour pour le trimestre. Une production initiale plus forte après la mise en service des activités a partiellement compensé la perte de production.

La production à Christina Lake a augmenté au deuxième trimestre en raison de la production provenant de nouveaux puits, y compris ceux forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC}, du rendement accru des installations de la société et de l'atteinte par la phase E de sa capacité nominale au deuxième trimestre de 2014. Par ailleurs, la production a subi les contrecoups des interruptions de service causées par des problèmes électriques.

Condensats

Le bitume actuellement produit par Cenovus doit être mélangé à des condensats qui en réduisent la consistance avant son transport en vue de sa commercialisation. Les produits des activités ordinaires représentent la valeur totale du pétrole brut fluidifié vendu et tiennent compte de la valeur des condensats.

Redevances

Les redevances pour les projets de sables bitumineux de la société sont établies en fonction de taux fixés par le gouvernement selon que le projet a atteint ou non le stade de récupération des coûts, et fondés sur une échelle mobile fondée sur le prix de référence du WTI exprimé en équivalent de dollars canadiens. Le calcul des redevances varie d'un bien à l'autre.

À Foster Creek, qui est un projet ayant atteint le stade de récupération des coûts, les redevances sont établies d'après un calcul du taux annualisé fondé sur le plus élevé 1) des produits bruts multipliés par le taux de redevance applicable (entre 1 % et 9 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI) et 2) des profits nets du projet multipliés par le taux de redevance applicable (entre 25 % et 40 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI). Les produits bruts dépendent des volumes de vente et des prix de vente obtenus. Les profits nets sont tributaires des volumes de vente, des prix de vente réalisés et des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement autorisées.

À Christina Lake, un projet qui n'a pas atteint le stade de récupération des coûts, les redevances sont établies d'après un calcul mensuel qui applique un taux de redevance (allant de 1 % à 9 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI) aux produits bruts du projet.

Taux de redevance réel

(en pourcentage)	Trimestres clos les 30 juin	
	2015	2014
Foster Creek	5,0	9,3
Christina Lake	2,5	7,7

Les redevances ont diminué de 51 M\$ au deuxième trimestre de 2015 par rapport à la période correspondante de 2014, principalement à cause du recul des prix de vente du pétrole brut, qui a été atténué par l'accroissement des volumes de vente. Le calcul des redevances à Foster Creek a été effectué en fonction des profits nets aux deuxièmes trimestres de 2015 et de 2014. Le calcul des redevances à été également effectué en fonction des profits nets au deuxième trimestre de 2014. Le taux de redevance à Christina Lake a été moins élevé en 2015 par suite de la baisse des prix de vente réalisés.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont baissé de 124 M\$, soit 22 %. La diminution des coûts liés à la fluidification est attribuable surtout à la baisse des prix des condensats, qui a été annulée en partie par l'accroissement des volumes de condensats, celui-ci concordant avec l'augmentation de la production. Les coûts des condensats ont été plus élevés que le prix de référence moyen en 2015 essentiellement à cause de l'utilisation de stocks payés plus cher et des frais de transport associés à l'acheminement des condensats vers les projets de sables bitumineux de Cenovus.

Les frais de transport ont augmenté de 40 M\$ principalement à cause de la hausse des frais de transport par pipeline et des ventes additionnelles réalisées sur le marché américain, qui entraînent des frais plus élevés. Pour s'assurer que la capacité de transport corresponde à la croissance future prévue de sa production, la société a conclu des contrats de transport à long terme visant le prolongement du pipeline Cold Lake. Les livraisons ont commencé au premier trimestre de 2015. La société dispose aussi d'une capacité supplémentaire sur le réseau pipelinier Flanagan South, qui lui permettra d'accroître ses occasions de vente sur le marché américain qui procure normalement à la société un prix de vente supérieur. Les livraisons sur le réseau pipelinier Flanagan South ont commencé au quatrième trimestre de 2014. La croissance future de la production devrait réduire les frais de transport par baril de la société.

En outre, les frais de transport ont augmenté par suite de l'accroissement des volumes acheminés par transport ferroviaire. Au deuxième trimestre de 2015, la société a déplacé par transport ferroviaire en moyenne 5 210 barils bruts de pétrole brut par jour, dont huit expéditions par train-bloc (2 605 barils bruts par jour, dont quatre expéditions par train-bloc en 2014). Les coûts du transport ferroviaire sont généralement plus élevés que ceux du transport pipelinier; cependant, le train procure une certaine souplesse pour ce qui est des destinations, des produits transportés et de la durée des engagements, qui est habituellement plus courte que celle des contrats de transport par pipeline.

Charges d'exploitation

Les principaux éléments déterminants des charges d'exploitation du deuxième trimestre de 2015 ont été la main-d'œuvre, le carburant, les réparations et la maintenance, les coûts des produits chimiques et les reconditionnements. Au total, les charges d'exploitation ont diminué de 43 M\$, ou 4,64 \$ le baril, en raison surtout du recul des travaux de reconditionnement, de la baisse des prix du gaz naturel qui a entraîné une diminution des coûts du carburant et d'un accroissement de la production.

Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Trimestres clos les 30 juin		2014
	2015	Variation	
Foster Creek			
Carburant	2,78	(40) %	4,60
Autres coûts	10,69	(28) %	14,78
Total	13,47	(30) %	19,38
Christina Lake			
Carburant	2,18	(44) %	3,86
Autres coûts	6,14	(25) %	8,22
Total	8,32	(31) %	12,08
Total	10,74	(30) %	15,38

À Foster Creek, les coûts du carburant ont diminué de 1,82 \$ le baril surtout grâce à la baisse du prix du gaz naturel et à la diminution de la consommation unitaire de carburant. Les charges d'exploitation autres que le carburant ont diminué de 4,09 \$ le baril, surtout en raison des facteurs suivants :

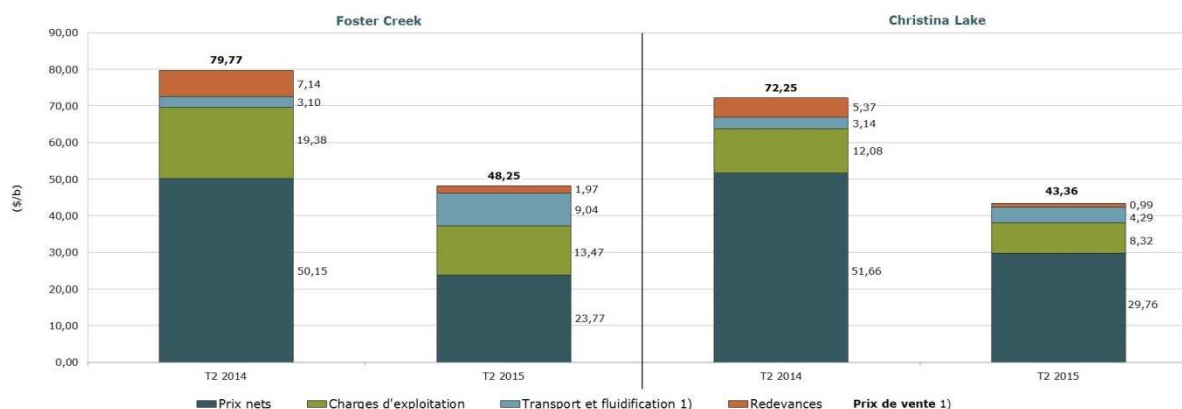
- une réduction des charges de reconditionnement découlant de la baisse des coûts associés à l'entretien des puits et aux remplacements de pompes;
- un accroissement des volumes de production.

Toujours à Foster Creek, la diminution des charges d'exploitation autres que le carburant tenait compte de coûts supplémentaires d'environ 2,6 M\$, ou 0,49 \$ le baril, découlant de l'interruption des activités provoquée par l'incendie de forêt.

À Christina Lake, le coût du carburant a été inférieur de 1,68 \$ le baril par suite de la baisse du prix du gaz naturel et d'une diminution de la consommation unitaire de carburant. Les charges d'exploitation autres que le carburant ont diminué de 2,08 \$ le baril, en raison principalement des facteurs suivants :

- une diminution des coûts d'entretien et de maintenance grâce à la priorité accordée aux activités d'exploitation d'importance critique et au fait que des coûts de révision avaient été engagés en 2014;
- une baisse des coûts de reconditionnement faisant suite au nombre moins élevé de remplacements de pompes;
- un accroissement de la production.

Prix nets opérationnels



- 1) Les prix du pétrole lourd et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats qui sont mélangés au pétrole lourd. Le coût des condensats, calculé en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification, s'est chiffré à 29,82 \$ le baril au deuxième trimestre (47,28 \$ le baril en 2014) pour Foster Creek et à 32,90 \$ le baril (49,30 \$ le baril en 2014) pour Christina Lake. Les ratios de fluidification de la société se situent dans une fourchette de 25 % à 33 % environ.

Gestion des risques

Au deuxième trimestre, les activités liées à la gestion des risques ont engendré des profits réalisés de 17 M\$ (pertes réalisées de 35 M\$ en 2014), ce qui cadre avec le fait que les prix fixés par contrat de la société ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

Comparaison du semestre clos le 30 juin 2015 et du semestre clos le 30 juin 2014

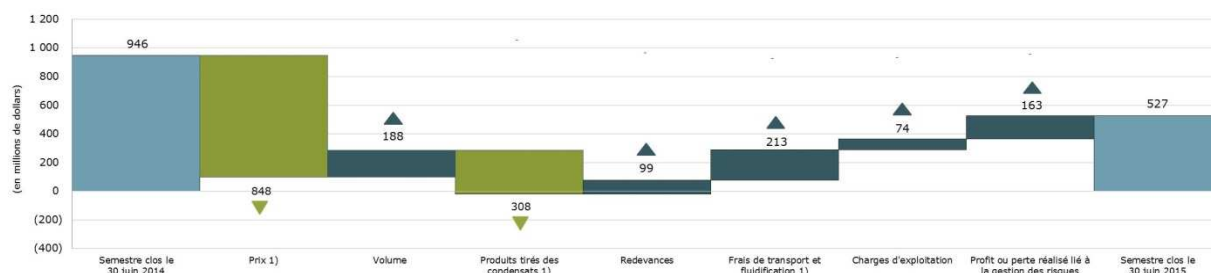
Résultats financiers et unitaires

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Semestre clos le 30 juin 2015		Semestre clos le 30 juin 2014	
		\$ par unité ¹⁾		\$ par unité ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	1 607	67	2 575	120
Déduire : redevances	19	1	118	5
Produits des activités ordinaires	1 588	66	2 457	115
Charges				
Transport et fluidification	905	37	1 118	52
Activités d'exploitation	262	11	336	16
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(106)	(4)	57	3
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	527	22	946	44
Dépenses d'investissement	673		995	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	(146)		(49)	

- (1) Les valeurs unitaires sont calculées en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification.

L'excédent des dépenses d'investissement par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Sables bitumineux a été financé par les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation des secteurs Hydrocarbures classiques et Raffinage et commercialisation, ainsi que par le produit de l'émission d'actions du premier trimestre de 2015.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



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

Produits des activités ordinaires

Prix

Pour le semestre clos le 30 juin 2015, le prix de vente moyen du pétrole brut s'est situé à 35,35 \$ le baril, soit 50 % de moins qu'en 2014, car les prix obtenus par Cenovus continuent de subir l'incidence défavorable du contexte mondial des prix des marchandises. La diminution du prix du pétrole brut de la société cadre avec la baisse des prix de référence du WCS et du CDB, en partie compensée par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et l'accroissement des ventes sur le marché américain, qui permettent de dégager un prix de vente supérieur. L'écart entre le WCS et le CDB s'est contracté de 51 % et s'est chiffré à un escompte de 2,27 \$ US le baril (escompte de 4,61 \$ US le baril en 2014), principalement grâce à un meilleur accès aux raffineries de la côte américaine du Golfe du Mexique capables de traiter davantage de variétés de pétroles bruts lourds. Au premier semestre de 2015, 87 % de la production de Christina Lake a été vendue à titre de CDB (85 % en 2014), le reste étant vendu à même le WCS.

Volumes de production

En barils par jour)	Semestres clos les 30 juin		2014
	2015	Variation	
Foster Creek	63 106	13 %	55 785
Christina Lake	74 410	11 %	66 863
	137 516	12 %	122 648

La production à Foster Creek a augmenté grâce à la production de la phase F, qui a été mise en service en septembre 2014 et qui progresse comme prévu, et à la production tirée des puits additionnels forés, notamment ceux forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC}. Cette augmentation a été annulée en partie par les répercussions d'un incendie de forêt qui a fait rage à proximité des installations de la société et a entraîné une réduction de la production d'environ 5 300 barils nets par jour pour le premier semestre de 2015. Une production initiale plus forte après la mise en service des activités a partiellement compensé la diminution de la production causée par cet incendie.

La production à Christina Lake a augmenté au semestre clos le 30 juin 2015 en raison de la production provenant de nouveaux puits, y compris ceux forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC}, du rendement accru des installations de la société et de l'atteinte par la phase E de sa capacité nominale au deuxième trimestre de 2014.

Redevances

Taux de redevance réel

(en pourcentage)	Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014
Foster Creek	2,8	8,7
Christina Lake	2,7	7,4

Les redevances ont été inférieures de 99 M\$, principalement à cause du recul des prix de vente du pétrole brut, qui a été atténué par l'accroissement des volumes de vente. À Foster Creek, le calcul des redevances a été effectué en fonction des profits nets, comme c'était déjà le cas au premier semestre de 2014. Par ailleurs, au premier trimestre de 2015, Cenovus a reçu l'approbation des organismes de réglementation lui permettant d'inclure certaines dépenses d'investissement d'exercices précédents dans son calcul des redevances et a donc comptabilisé un crédit correspondant, ce qui a réduit le taux global des redevances du premier semestre de 2015. Exclusion faite de ce crédit, le taux de redevance réel à Foster Creek se serait chiffré à 5,0 %. Quant au taux de redevance à Christina Lake, il a été moins élevé en 2015 par suite de la baisse des prix de vente réalisés.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont baissé de 213 M\$, soit 19 %. La diminution des coûts liés à la fluidification est attribuable surtout à la baisse des prix des condensats, qui a été annulée en partie par l'accroissement des volumes de condensats, celui-ci concordant avec l'augmentation de la production. Les coûts des condensats ont été plus élevés que le prix de référence moyen en 2015 essentiellement à cause de l'utilisation de stocks payés plus cher et des frais de transport associés à l'acheminement des condensats vers les projets de sables bitumineux de Cenovus.

Les frais de transport ont augmenté de 95 M\$ principalement à cause de la hausse des frais de transport par pipeline et des ventes additionnelles réalisées sur le marché américain, qui entraînent des frais plus élevés. Pour contribuer à ce que la capacité de transport corresponde à la croissance future prévue de sa production, la société a conclu des engagements relatifs à la capacité de transport qui sont supérieurs à sa production actuelle. La croissance future de la production devrait réduire les frais de transport par baril de la société.

En outre, les frais de transport ont augmenté par suite de l'accroissement des volumes acheminés par transport ferroviaire. Au cours du semestre clos le 30 juin 2015, la société a déplacé par transport ferroviaire en moyenne 8 522 barils bruts de pétrole brut par jour, dont 26 expéditions par train-bloc (2 286 barils bruts par jour, dont sept expéditions par train-bloc en 2014).

Charges d'exploitation

Les principaux éléments déterminants des charges d'exploitation du premier semestre de 2015 ont été la main-d'œuvre, le carburant, les réparations et la maintenance et les reconditionnements. Au total, les charges d'exploitation ont été inférieures de 74 M\$, ou 4,81 \$ le baril, en raison surtout de la baisse des prix du gaz naturel qui a entraîné une diminution des coûts du carburant, d'un accroissement de la production et d'une réduction des travaux de reconditionnement.

Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Semestres clos les 30 juin		2014
	2015	Variation	
Foster Creek			
Carburant	2,87	(43) %	5,03
Autres coûts	11,12	(22) %	14,21
Total	13,99	(27) %	19,24
Christina Lake			
Carburant	2,18	(50) %	4,33
Autres coûts	6,08	(27) %	8,35
Total	8,26	(35) %	12,68
Total	10,86	(31) %	15,67

À Foster Creek, les coûts du carburant ont diminué de 2,16 \$ le baril surtout grâce à la baisse du prix du gaz naturel. Les charges d'exploitation autres que le carburant ont diminué de 3,09 \$ le baril, surtout en raison des facteurs suivants :

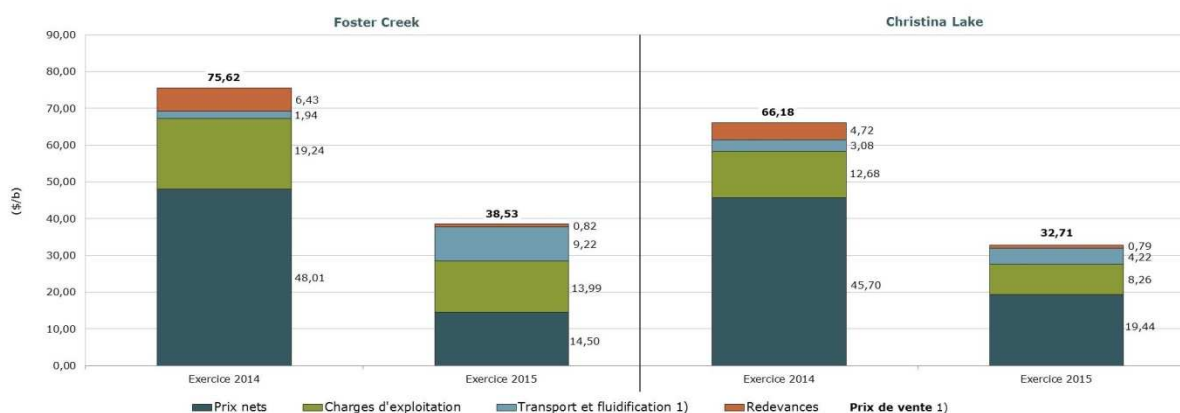
- un accroissement des volumes de production;
- une réduction des charges de reconditionnement découlant de la baisse des coûts associés à l'entretien des puits et aux remplacements de pompes.

Toujours à Foster Creek, la diminution des charges d'exploitation autres que le carburant tenait compte de coûts supplémentaires d'environ 2,6 M\$, ou 0,24 \$ le baril, découlant de l'interruption des activités provoquée par l'incendie de forêt qui s'est déclaré à proximité des installations de la société au deuxième trimestre de 2015.

À Christina Lake, le coût du carburant a été inférieur de 2,15 \$ le baril par suite de la baisse du prix du gaz naturel et d'une diminution de la consommation unitaire de carburant. Les charges d'exploitation autres que le carburant ont diminué de 2,27 \$ le baril, en raison principalement des facteurs suivants :

- un accroissement de la production;
- une baisse des coûts de reconditionnement faisant suite au nombre moins élevé de remplacements de pompes;
- une diminution des coûts d'entretien et de maintenance grâce à la priorité accordée aux activités d'exploitation d'importance critique.

Prix nets opérationnels



1) Les prix du pétrole lourd et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats qui sont mélangés au pétrole lourd. Le coût des condensats, calculé en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification, s'est chiffré à 30,21 \$ le baril pour le semestre clos le 30 juin 2015 (47,81 \$ le baril en 2014) pour Foster Creek et à 32,21 \$ le baril (51,02 \$ le baril en 2014) pour Christina Lake. Les ratios de fluidification de la société se situent dans une fourchette de 25 % à 33 % environ.

Gestion des risques

Au premier semestre de 2015, les activités liées à la gestion des risques ont engendré des profits réalisés de 106 M\$ (pertes réalisées de 57 M\$ en 2014), ce qui cadre avec le fait que les prix fixés par contrat de la société ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

Sables bitumineux – gaz naturel

Le secteur Sables bitumineux comprend les activités liées au gaz naturel détenues à 100 % par la société dans la région de l'Athabasca. Une partie de la production de gaz naturel tirée du bien situé en Athabasca sert de carburant à Foster Creek. La production de gaz naturel de la société pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, déduction faite de cette consommation interne, s'est chiffrée respectivement à 21 Mpi³/j et à 20 Mpi³/j (23 Mpi³/j et 21 Mpi³/j, respectivement, en 2014). Bien que les activités exercées dans l'Athabasca aient été interrompues pendant le deuxième trimestre de 2015 par mesure de précaution à cause du feu de forêt qui sévissait à proximité, la production de gaz naturel de la société n'a pas été sensiblement modifiée par cet arrêt. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 1 M\$ au deuxième trimestre (15 M\$ en 2014) et à 4 M\$ pour la période écoulée depuis le début de l'exercice (38 M\$ en 2014). Ces diminutions sont imputables essentiellement au recul des prix de vente réalisés pour le gaz naturel.

Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Foster Creek	73	209	222	430
Christina Lake	161	183	368	365
	234	392	590	795
Narrows Lake	9	45	29	92
Telephone Lake	4	19	15	71
Grand Rapids	12	5	26	16
Autres ¹⁾	1	10	14	24
Dépenses d'investissement²⁾	260	471	674	998

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.

La société continue de suivre sa stratégie à long terme; elle le fait toutefois maintenant à un rythme qui, selon elle, correspond mieux à la faiblesse des prix des marchandises, en mettant l'accent sur la discipline en matière de dépenses d'investissement et la préservation des liquidités. La société dispose de solides actifs productifs, d'un portefeuille intégré, d'un bilan sain et de plans d'investissement souples, ce qui devrait lui permettre de relever les défis entraînés par la persistance de la faiblesse des prix des marchandises et de la volatilité des marchés sur une période prolongée. La société prévoit axer ses dépenses d'investissement de 2015 sur les activités de base et les phases d'expansion des projets de sables bitumineux qui devraient dégager des flux de trésorerie à court terme.

Projets existants

Depuis le début de l'exercice, à Foster Creek, les dépenses d'investissement ont été essentiellement des investissements de maintien liés à la production actuelle et des sommes affectées à l'expansion de la phase G et au forage de puits stratigraphiques principalement liés aux emplacements de puits de maintien futurs. Les dépenses d'investissement du deuxième trimestre ont diminué par rapport à celles de 2014 en raison de la réduction des dépenses liées à la construction sur place et des coûts d'achèvement liés à la mise en service de la phase F en 2014. Pour l'ensemble du premier semestre, les dépenses d'investissement ont diminué principalement en raison de la réduction des dépenses consacrées à la construction de la phase F.

Au premier semestre de 2015, à Christina Lake, les dépenses d'investissement ont été surtout des investissements de maintien liés à la production actuelle et des sommes consacrées à l'expansion des phases F et G et au projet d'optimisation. Les dépenses d'investissement ont été inférieures, au deuxième trimestre, par suite surtout de la réduction des dépenses liées aux travaux techniques détaillés et aux approvisionnements des installations de la phase F. Pour l'ensemble du semestre, les dépenses d'investissement ont été supérieures en raison des travaux de maintien et de la poursuite des travaux techniques et des approvisionnements de la phase G, facteurs atténués par la diminution des dépenses consenties aux installations de la phase F.

Les dépenses d'investissement à Narrows Lake en 2015 ont été axées surtout sur les travaux techniques détaillés et les approvisionnements de la phase A. Les investissements ont diminué pour le deuxième trimestre et les six premiers mois de l'exercice par suite de l'interruption, jusqu'à nouvel ordre, de la construction de la phase A.

Nouveaux projets

Au semestre clos le 30 juin 2015, à Telephone Lake, les dépenses d'investissement ont visé surtout l'ingénierie préliminaire des installations centrales de traitement. Les dépenses d'investissement ont diminué, tant pour le deuxième trimestre que pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, car la société n'a foré aucun puits d'exploration stratigraphique au premier semestre de 2015 (33 puits d'exploration stratigraphiques en 2014).

À Grand Rapids, les dépenses d'investissement de 2015 ont jusqu'ici porté essentiellement sur la poursuite des activités du projet pilote de DGMV. Une troisième paire de puits a été forée et conditionnée, et l'injection de vapeur a commencé. Les dépenses d'investissement ont augmenté par rapport à celles de 2014 à cause du démantèlement, de l'enlèvement et de l'entreposage d'installations de DGMV achetées en 2014 et des coûts associés à la troisième paire de puits, facteurs qui ont été en partie compensés par l'absence de forage de puits d'exploration stratigraphiques en 2015.

Travaux de forage¹⁾

Semestres clos les 30 juin	Puits de forage stratigraphiques bruts ²⁾		Puits productifs bruts ^{3) 4)}	
	2015	2014	2015	2014
Foster Creek	122	147	10	38
Christina Lake	36	52	33	35
	158	199	43	73
Narrows Lake	-	22	-	-
Telephone Lake	-	33	-	-
Grand Rapids	-	9	1	-
Autres	-	21	-	-
	158	284	44	73

1) En plus des forages susmentionnés, la société a foré cinq puits de service bruts au cours du semestre clos le 30 juin 2015 (un puits de service brut en 2014).

2) Compte tenu des puits forés à l'aide 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. Pendant le semestre clos le 30 juin 2015, la société a foré 7 puits (2 puits en 2014) et mis en service un deuxième système de forage SkyStrat^{MC}.

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

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

Dépenses d'investissement futures

Étant donné que Cenovus s'attend à ce que la faiblesse des prix des marchandises persiste pendant assez longtemps, elle a l'intention d'adopter une démarche plus modérée et plus étalée dans le temps à l'égard de l'expansion future des sables bitumineux. Elle n'envisagera l'expansion des projets actuels ou la mise en valeur de nouveaux projets que lorsqu'elle sera persuadée qu'elle peut maximiser les économies de coûts et l'efficacité des dépenses d'investissement. Les décisions relatives aux dépenses d'investissement dépendront de la stabilité des prix du pétrole brut.

Projets existants

À Foster Creek, les phases A à F sont actuellement en production. La société s'attend à ce que les dépenses d'investissement se situent entre 475 M\$ et 525 M\$ en 2015. Elle prévoit les consacrer à des investissements de maintien visant la production existante ainsi qu'à l'avancement de l'expansion de la phase G. Les travaux d'expansion de la phase G devraient permettre d'ajouter une capacité nominale initiale de 30 000 barils bruts par jour; la production devrait commencer au premier semestre de 2016. Les dépenses se rapportant aux travaux de construction de la phase H ont été reportées en raison de la faiblesse des prix des marchandises, ce qui repousse son démarrage prévu au-delà de 2017. La société prévoit qu'elle reprendra ses investissements dans la phase H si les conditions sont favorables d'ici la fin de 2015. La phase H est d'une capacité nominale initiale de 30 000 barils bruts par jour. En décembre 2014, la société a reçu l'autorisation des organismes de réglementation à l'égard de l'expansion de la phase J, d'une capacité de 50 000 barils bruts par jour.

À Christina Lake, les phases A à E sont en production. Les dépenses d'investissement de 2015 ont été revues et devraient se situer entre 675 M\$ et 725 M\$. La société prévoit les consacrer à des investissements de maintien visant la production existante, à l'expansion de la phase F et au projet d'optimisation. Les travaux d'expansion de la phase F, y compris la construction de la centrale de cogénération, se poursuivent comme prévu. La phase F devrait augmenter la capacité de production de 50 000 barils bruts par jour au deuxième semestre de 2016. Le projet d'optimisation devrait augmenter la capacité de production de 22 000 barils bruts par jour au quatrième trimestre de 2015 et atteindre la capacité nominale après douze mois. Les dépenses se rapportant aux travaux techniques et aux approvisionnements de la phase G se sont poursuivis en 2015; cependant, les travaux de construction ont été reportés en raison de la faiblesse des prix des marchandises, ce qui repousse son démarrage prévu au-delà de 2017. La société prévoit reprendre les dépenses d'investissement consacrées à la phase G si les conditions sont favorables d'ici la fin de 2015, afin de préparer le terrain pour une éventuelle reprise des travaux de construction en 2016. La phase G est d'une capacité nominale initiale de 50 000 barils bruts par jour. 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 bruts par jour. La société s'attend à recevoir l'approbation des organismes de réglementation au deuxième semestre de 2015.

Il est prévu que les dépenses d'investissement à Narrows Lake, qui devraient porter sur les travaux techniques détaillés et les approvisionnements, se situeront entre 30 M\$ et 40 M\$ en 2015. Devant la faiblesse des prix des marchandises, la société a interrompu toute nouvelle construction pour la phase A. Elle prévoit toutefois, si les conditions sont favorables, reprendre les investissements consacrés à la phase A de Narrows Lake après que les expansions de la phase G de Christina Lake et de la phase H de Foster Creek auront été financées.

Nouveaux projets

Telephone Lake et Grand Rapids sont deux des nouveaux projets de Cenovus. La société prévoit investir en 2015 des capitaux de 90 M\$ à 100 M\$ environ dans ses nouvelles zones de ressources; ces capitaux devraient être consacrés à la poursuite du projet pilote de Grand Rapids, au démantèlement, à l'enlèvement et à l'entreposage d'installations de DGMV achetées en 2014 et à l'ingénierie à Telephone Lake. À Grand Rapids, la société a entrepris l'injection de vapeur dans la troisième paire de puits forés au premier trimestre de 2015.

Amortissement et épuisement

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction du total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement tient compte des dépenses engagées jusqu'à maintenant et des dépenses de mise en valeur qu'il faudra encore consentir pour mettre en valeur les réserves prouvées. Ce taux, qui est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué au volume de vente et permet de déterminer la charge d'amortissement et d'épuisement d'une période donnée. La société est d'avis que cette méthode de calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement attribue à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées.

Le tableau ci-dessous illustre le calcul du taux d'épuisement implicite des actifs en amont à l'aide des données consolidées présentées :

	31 décembre 2014
(en M\$, sauf indication contraire)	
Immobilisations corporelles en amont	14 644
Dépenses d'investissement futures estimatives	20 084
Total du coût de base estimatif des immobilisations corporelles en amont	34 728
Total des réserves prouvées (Mbep)	2 393
Taux d'épuisement implicite (\$/bep)	14,51

Ce tableau illustre le calcul du taux d'épuisement implicite; cependant, le taux d'épuisement moyen réel de la société est légèrement plus élevé et se situe entre 15,50 \$ et 16,50 \$ le bep. Les actifs en construction, qui, aux fins de ce calcul implicite, sont inclus dans le total du coût de base estimatif des immobilisations corporelles en amont et auxquels sont attribuées des réserves prouvées, ne sont pas soumis en réalité à l'épuisement. De plus, le calcul du taux propre à chaque bien exclut les immobilisations en amont qui sont amorties selon le mode linéaire. Voilà pourquoi la charge d'épuisement réelle de la société diffère de celle obtenue par l'application du taux d'épuisement implicite indiqué ci-dessus. D'autres renseignements sur la méthode comptable adoptée à l'égard de l'amortissement et de l'épuisement figurent dans les notes annexes aux états financiers consolidés de Cenovus.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux a été supérieure de 6 M\$ et de 33 M\$, respectivement, surtout à cause de l'accroissement des volumes de vente.

HYDROCARBURES CLASSIQUES

Le secteur Hydrocarbures classiques comprend des actifs de pétrole brut et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan qui dégagent des flux de trésorerie prévisibles, à savoir le projet de récupération assistée à l'aide de dioxyde de carbone de Weyburn, les actifs de pétrole lourd de Pelican Lake et les actifs de pétrole avare en cours de mise en valeur situés en Alberta. Le bien Pelican Lake produit du pétrole lourd classique à l'aide de l'injection de polymères. Les actifs établis de ce secteur revêtent une importance stratégique de par leurs réserves de longue durée, leur exploitation stable et la diversité des produits de pétrole brut qui en sont tirés. Les flux de trésorerie dégagés des activités du secteur Hydrocarbures classiques contribuent à financer les occasions de croissance futures du secteur Sables bitumineux de la société, alors que la production de gaz naturel de la société sert de couverture économique aux achats de gaz naturel utilisé comme carburant par les activités de sables bitumineux et celles de raffinage de la société.

Au deuxième trimestre de 2015, la société a conclu une entente visant la vente de ses activités liées aux terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de redevances et de droits miniers, qui comportent quelque 4,8 millions d'acres brutes de terrains situés en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba. Les volumes de production visés par les redevances versées par des tiers se chiffraient à environ 7 300 bep/j au premier semestre de 2015.

En plus de la vente des activités liées aux terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de redevances et de droits miniers, la société a conclu des conventions de bail à l'égard d'autres terrains dans la production desquels elle possède une participation directe. Les taux de redevance et les modalités de ces conventions de bail ne devraient pas avoir d'incidence significative sur les flux de trésorerie disponibles que la société tire actuellement de ces actifs. Dans le but de préserver la croissance et la mise en valeur futures de son secteur Hydrocarbures classiques, la société a également conservé une option qui lui confère le droit d'acquiescer des baux assortis de redevances et de modalités prédéterminées et visant plus de 800 000 acres dans les régions des terrains détenus en propriété inconditionnelle que la société met déjà en valeur; la durée des baux en question peut aller jusqu'à 10 ans.

La vente s'est clôturée le 29 juillet 2015 et a donné lieu à un produit d'environ 3,3 G\$. Le profit après impôt sur cette sortie d'actifs est estimé à environ 1,9 G\$ et sera comptabilisé au troisième trimestre.

Les autres facteurs qui ont eu une incidence sur le secteur Hydrocarbures classiques au deuxième trimestre de 2015 par rapport à 2014 sont les suivants :

- l'établissement à 69 220 barils par jour de la production moyenne de pétrole brut, en baisse de 10 % par suite essentiellement des baisses normales de rendement prévues et de la sortie d'un bien non essentiel en 2014;
- l'inscription de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement, de 263 M\$, soit une diminution de 32 %.

Hydrocarbures classiques – pétrole brut

Comparaison du trimestre clos le 30 juin 2015 et du trimestre clos le 30 juin 2014

Résultats financiers et unitaires

(en M\$, sauf indication contraire ¹⁾)	Trimestre clos le 30 juin 2015		Trimestre clos le 30 juin 2014	
		\$ par unité		\$ par unité
Chiffre d'affaires brut	406	63	708	99
Déduire : redevances	36	5	67	9
Produits des activités ordinaires	370	58	641	90
Charges				
Transport et fluidification	58	9	91	13
Activités d'exploitation	100	16	133	19
Taxe sur la production et impôts miniers	5	1	10	1
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(14)	(2)	19	3
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	221	34	388	54
Dépenses d'investissement	34		149	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	187		239	

1) Les valeurs unitaires sont calculées en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



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

Produits des activités ordinaires

Prix

Le prix de vente moyen du pétrole brut obtenu par la société s'est chiffré à 56,38 \$ le baril au deuxième trimestre, soit 37 % de moins qu'en 2014, ce qui concorde avec le recul des prix de référence du pétrole brut.

Volumes de production

(en barils par jour)	2015	Variation	2014
Pétrole lourd	36 099	(10) %	40 304
Pétrole léger et moyen	31 809	(10) %	35 329
LGN	1 312	7 %	1 228
	69 220	(10) %	76 861

La production a diminué surtout à cause des baisses normales de rendement prévues et de la vente d'un bien non essentiel en 2014, qui avait produit 2 964 barils par jour au deuxième trimestre de 2014.

Condensats

Les produits des activités ordinaires représentent la valeur totale du pétrole brut fluidifié vendu et tiennent compte de la valeur des condensats.

Redevances

Les redevances ont diminué de 31 M\$, principalement par suite d'une baisse des prix de vente réalisés. Au deuxième trimestre, le taux de redevance réel relatif à l'ensemble des biens de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques s'est établi à 10,2 % (10,8 % en 2014).

À Pelican Lake, les redevances sont établies selon le calcul des redevances pour les projets de sables bitumineux. Pelican Lake est un projet qui a atteint le stade de récupération des coûts, donc les redevances sont établies d'après un calcul du taux annualisé fondé sur le plus élevé 1) des produits bruts multipliés par le taux de redevance applicable (entre 1 % et 9 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI) et 2) des profits nets du projet multipliés par le taux de redevance applicable (entre 25 % et 40 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI). Les produits bruts dépendent des volumes de vente et des prix de vente réalisés. Les profits nets sont tributaires des volumes, des prix de vente réalisés et des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement autorisées. Au deuxième trimestre de 2015, le calcul des redevances était fonction des profits nets alors qu'il était fondé sur les produits bruts en 2014.

Environ 50 % de la production du deuxième trimestre de 2015 n'était pas assujettie à des redevances, mais était soumise à des impôts miniers, dont le taux est généralement inférieur à celui des redevances versées au gouvernement ou aux autres titulaires des droits miniers. Au deuxième trimestre de 2015, la taxe sur la production et les impôts miniers ont diminué, ce qui concorde avec le recul des prix du pétrole brut.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont diminué de 33 M\$. Les frais de fluidification ont baissé principalement grâce à la réduction des prix des condensats. Les frais de transport ont été inférieurs de 9 M\$ grâce principalement à une réduction des volumes acheminés par transport ferroviaire. Au deuxième trimestre de 2015, la société a déplacé par transport ferroviaire en moyenne 822 barils bruts de pétrole brut par jour (2 311 barils par jour en 2014).

Charges d'exploitation

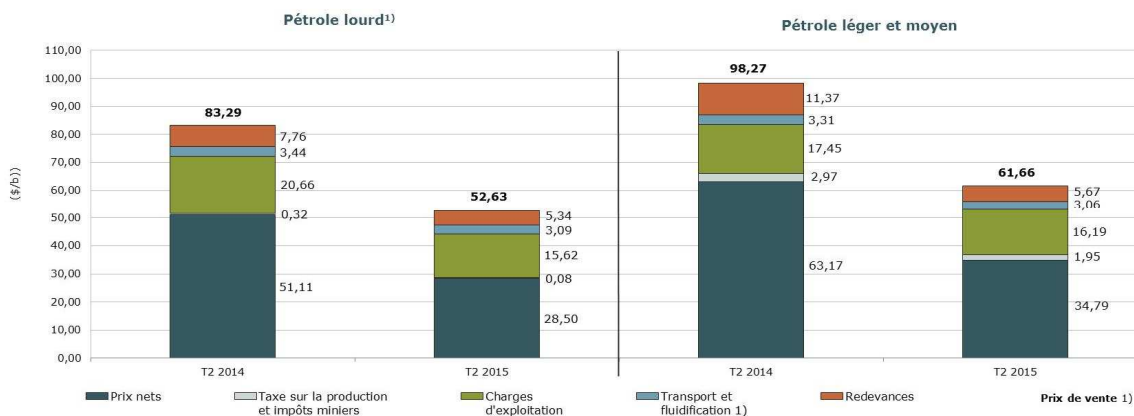
Les principaux éléments déterminants des charges d'exploitation de la société au deuxième trimestre de 2015 ont été la main-d'œuvre, les activités de reconditionnement, l'électricité, la consommation de produits chimiques, les taxes foncières et les frais de location. Les charges d'exploitation ont baissé de 33 M\$, soit 3,31 \$ le baril.

La diminution des charges d'exploitation unitaires est attribuable principalement aux facteurs suivants :

- la baisse des coûts des activités de reconditionnement et de réparation et de maintenance grâce à l'accent mis sur les activités opérationnelles critiques;
- la réduction des frais de transport par camion par suite de l'ajout d'infrastructures pipelinières.

La diminution des charges a été en partie annulée par la baisse de la production.

Prix nets opérationnels



1) Les prix du pétrole lourd et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats qui sont mélangés au pétrole lourd. Le coût des condensats, calculé en fonction du baril de pétrole lourd avant fluidification, s'est chiffré à 12,42 \$ le baril au deuxième trimestre (17,70 \$ le baril en 2014) pour les biens liés au pétrole lourd de la société. Les ratios de fluidification de la société se situent dans une fourchette de 10 % à 16 % environ.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques du deuxième trimestre ont donné lieu à des profits réalisés de 14 M\$ (pertes réalisées de 19 M\$ en 2014), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient inférieurs aux prix contractuels de Cenovus.

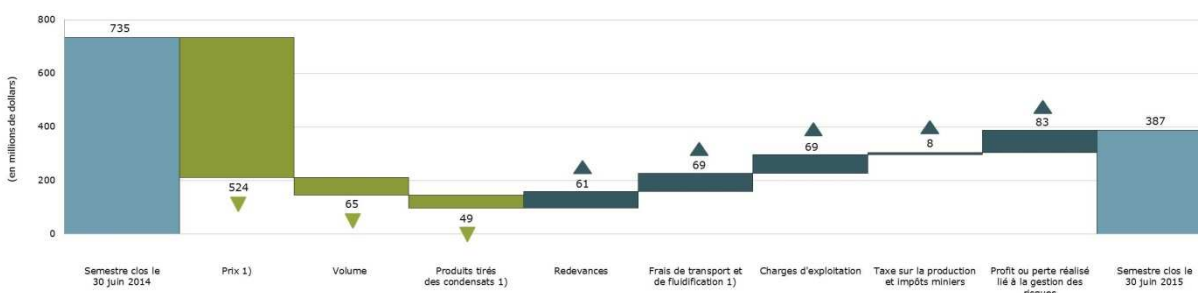
Comparaison du semestre clos le 30 juin 2015 et du semestre clos le 30 juin 2014

Résultats financiers et unitaires

(en M\$, sauf indication contraire ¹⁾)	Semestre clos le 30 juin 2015		Semestre clos le 30 juin 2014	
		\$ par unité		\$ par unité
Chiffre d'affaires brut	721	54	1 359	97
Déduire : redevances	55	4	116	8
Produits des activités ordinaires	666	50	1 243	89
Charges				
Transport et fluidification	111	8	180	13
Activités d'exploitation	209	16	278	20
Taxe sur la production et impôts miniers	10	1	18	1
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(51)	(4)	32	2
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	387	29	735	53
Dépenses d'investissement	96		412	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	291		323	

1) Les valeurs unitaires sont calculées en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



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

Produits des activités ordinaires

Prix

Le prix de vente moyen du pétrole brut obtenu par la société s'est chiffré à 48,18 \$ le baril, soit 45 % de moins qu'en 2014, ce qui concorde avec le recul persistant des prix de référence du pétrole brut.

Volumes de production

(en barils par jour)	2015	Variation	2014
Pétrole lourd	36 624	(10) %	40 550
Pétrole léger et moyen	33 463	(4) %	34 966
LGN	1 335	19 %	1 121
	71 422	(7) %	76 637

La production a diminué surtout à cause des baisses normales de rendement prévues et de la vente de biens non essentiels en 2014, qui avaient produit 3 069 barils par jour en 2014.

Redevances

Les redevances ont diminué de 61 M\$, principalement par suite d'une baisse des prix de vente réalisés. Au premier semestre de 2015, le taux de redevance réel relatif à l'ensemble des biens de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques s'est établi à 9,0 % (10,0 % en 2014). À Pelican Lake, le calcul des redevances était fonction des profits nets en 2015, alors qu'il était fondé sur les produits bruts en 2014.

La taxe sur la production et les impôts miniers de la période écoulée depuis le début de l'exercice ont aussi diminué, ce qui concorde avec le recul des prix du pétrole brut en 2015.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont diminué de 69 M\$. Les frais de fluidification ont baissé principalement grâce à la réduction des prix des condensats. Les frais de transport ont été inférieurs de 20 M\$ grâce principalement à une réduction des volumes acheminés par transport ferroviaire. Au premier semestre de 2015, la société a déplacé par transport ferroviaire en moyenne 1 204 barils bruts de pétrole brut par jour (3 895 barils par jour en 2014).

Charges d'exploitation

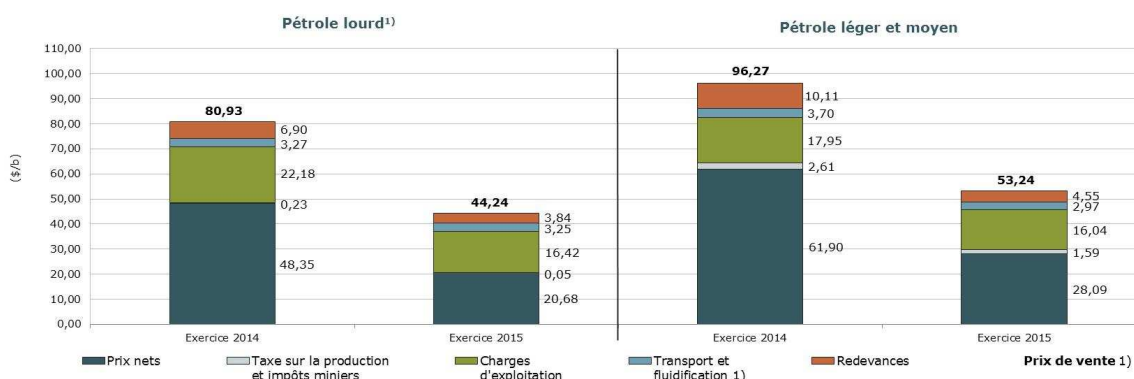
Les principaux éléments déterminants des charges d'exploitation de la société au premier semestre de 2015 ont été la main-d'œuvre, les activités de reconditionnement, l'électricité, la consommation de produits chimiques et les réparations et l'entretien. Les charges d'exploitation ont été inférieures de 69 M\$, soit 4,00 \$ le baril.

La diminution des charges d'exploitation unitaires pour le premier semestre est attribuable principalement aux facteurs suivants :

- la baisse des coûts des activités de reconditionnement et de réparation et de maintenance grâce à l'accent mis sur les activités opérationnelles critiques;
- la diminution des frais d'électricité par suite d'une consommation moindre faisant suite, notamment, à la sortie de certains biens non essentiels ainsi que de la baisse des prix;
- la réduction des frais de transport par camion par suite de l'ajout d'infrastructures pipelinères.

La diminution des charges a été en partie annulée par la baisse de la production.

Prix nets opérationnels



1) Les prix du pétrole lourd et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats qui sont mélangés au pétrole lourd. Le coût des condensats, calculé en fonction du baril de pétrole lourd avant fluidification, s'est chiffré à 11,96 \$ le baril au premier semestre (17,63 \$ le baril en 2014) pour les biens liés au pétrole lourd de la société. Les ratios de fluidification de la société se situent dans une fourchette de 10 % à 16 % environ.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques du premier semestre ont donné lieu à des profits réalisés de 51 M\$ (pertes réalisées de 32 M\$ en 2014), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient inférieurs aux prix contractuels de Cenovus.

Hydrocarbures classiques – gaz naturel

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Chiffre d'affaires brut	111	214	233	398
Déduire : redevances	1	3	3	6
Produits des activités ordinaires	110	211	230	392
Charges				
Transport et fluidification	4	4	9	9
Activités d'exploitation	43	52	90	101
Taxe à la production et impôts miniers	1	7	1	6
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(15)	1	(25)	1
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	77	147	155	275
Dépenses d'investissement	2	4	6	11
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	75	143	149	264

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation tirés du gaz naturel ont continué de contribuer au financement des occasions de croissance du secteur Sables bitumineux.

Comparaison du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2015 et du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2014

Produits des activités ordinaires

Prix

Au deuxième trimestre de 2015 et pour les six premiers mois de l'exercice, le prix de vente moyen obtenu par la société pour le gaz naturel a diminué de 42 % pour s'établir à 2,83 le kpi³ et de 37 % pour s'établir à 2,95 le kpi³, respectivement, ce qui cadre avec le recul du prix de référence AECO.

Production

La production s'est inclinée de 11 % pour se chiffrer à 429 Mpi³/j au deuxième trimestre et de 7 % au premier semestre pour s'établir à 436 Mpi³/j en raison des baisses normales de rendement prévues.

Redevances

Les redevances ont légèrement diminué en raison de la baisse des prix et de la production. Le taux de redevance moyen du deuxième trimestre s'est chiffré à 1,1 % (1,7 % en 2014) et celui des six premiers mois, à 1,4 % (1,5 % en 2014).

Charges

Transport

Les frais de transport sont demeurés stables pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, car la diminution des volumes de production a été neutralisée par la hausse des tarifs de transport par pipeline.

Charges d'exploitation

Au deuxième trimestre et pour les six premiers mois de 2015, les charges d'exploitation de la société ont été composées principalement des taxes foncières et des coûts de location, ainsi que de la main-d'œuvre. Les charges d'exploitation des mêmes périodes respectives se sont repliées de 9 M\$ et de 11 M\$ par suite essentiellement de la réduction des travaux de réparation et d'entretien et des reconditionnements, en partie contrebalancée par la hausse des taxes foncières et des coûts de location.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques ont donné lieu à des profits réalisés de 15 M\$ au deuxième trimestre et de 25 M\$ depuis le début de l'exercice (pertes réalisées de 1 M\$ au deuxième trimestre et au premier semestre de 2014), ce qui cadre avec le fait que les prix fixés par contrat ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

Hydrocarbures classiques – dépenses d'investissement¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Pétrole lourd	10	82	32	188
Pétrole léger et moyen	24	67	64	224
Gaz naturel	2	4	6	11
	36	153	102	423

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

Les dépenses d'investissement ont diminué en 2015, principalement en raison de la réduction des dépenses consacrées aux activités liées au pétrole brut faisant suite à la faiblesse des prix des marchandises. Pour le premier semestre de 2015, les dépenses d'investissement ont été consacrées principalement aux investissements de maintien et au projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du dioxyde de carbone de Weyburn.

Travaux de forage du secteur Hydrocarbures classiques

(puits nets, sauf indication contraire)	Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014
Pétrole brut	5	66
Remises en production	120	354
Puits d'exploration stratigraphiques bruts	-	14
Autres ¹⁾	-	24

1) Comprend les puits secs et abandonnés, les puits d'observation et les puits de service.

Les activités de forage ont diminué au premier semestre de 2015, ce qui reflète la décision de suspendre la plus grande partie du programme de forage de 2015 jusqu'à maintenant dans le sud de l'Alberta et la Saskatchewan en raison de la faiblesse actuelle des prix des marchandises. Les travaux de forage devraient reprendre au troisième trimestre aux projets de pétrole avare du sud-est de l'Alberta et au projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du dioxyde de carbone de Weyburn.

Dépenses d'investissement futures

Comme la société s'attend à ce que les prix des marchandises restent bas pendant assez longtemps, elle a l'intention de procéder de manière plus modérée à la mise en valeur des possibilités que lui offrent les projets liés au pétrole brut de son secteur Hydrocarbures classiques. Elle entend donner la priorité aux forages considérés comme relativement peu risqués, associés à des cycles de production courts et à de solides rendements prévus. Les décisions relatives aux dépenses d'investissement dépendront de la stabilité des prix du pétrole brut.

Les dépenses d'investissement que la société prévoit consacrer à l'égard du pétrole brut en 2015 ont été révisées et se situent maintenant dans une fourchette de 265 M\$ à 280 M\$; elles visent principalement les investissements de maintien, le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du dioxyde de carbone de Weyburn et la mise en valeur des actifs de pétrole avare de la société.

Amortissement et épuisement et charges de prospection

Amortissement et épuisement

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction du total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement tient compte des dépenses engagées jusqu'à maintenant et des dépenses de mise en valeur qu'il faudra encore consentir pour mettre en valeur les réserves prouvées. Ce taux, qui est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué aux volumes de vente et sert à déterminer la charge d'amortissement et d'épuisement d'une période donnée. La société est d'avis que cette méthode de calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement attribue à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, respectivement, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques a été inférieure de 16 M\$ et de 6 M\$.

Charges de prospection

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

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, la société a déterminé que certains biens de prospection de pétrole avare du secteur Hydrocarbures classiques ne satisfaisaient pas aux exigences de faisabilité technique et de viabilité commerciale; aussi une tranche de 21 M\$ (néant en 2014) des coûts de prospection et d'évaluation se rapportant à ces biens et précédemment inscrits à l'actif a été reclassée dans les charges de prospection.

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. L'approche 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. La dépréciation de 11 % du dollar canadien par rapport au dollar américain au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2015 par rapport à 2014 a eu une incidence positive d'environ 51 M\$ et 77 M\$, respectivement, sur la marge de raffinage brute de la société.

Au deuxième trimestre de 2015, par rapport à 2014, les principaux facteurs qui ont influé sur le secteur Raffinage et commercialisation sont les suivants :

- la conclusion d'une convention d'achat d'une installation de transbordement et de transport ferroviaire de pétrole brut pour 75 M\$, sous réserve des ajustements de clôture, dans le but d'accroître la gamme d'options de transport de la société. L'opération doit se concrétiser vers la fin d'août 2015;
- la réduction de 5 % de la production de pétrole brut et de 6 % de celle de produits raffinés en raison de la moins grande utilisation de brut par suite d'interruptions de service non planifiées causées par des défaillances de l'unité de traitement et une panne d'électricité;
- l'augmentation de 36 % des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui se sont chiffrés à 300 M\$, surtout grâce à l'amélioration des marges sur la vente de produits secondaires comme le coke et l'asphalte, à la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et à l'élargissement des marges de craquage moyennes, facteurs en partie annulés par l'augmentation du coût d'alimentation en brut lourd des raffineries par rapport au prix de référence du WTI et la diminution de la production de produits raffinés.

Exploitation des raffineries¹⁾

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Capacité liée au pétrole brut²⁾ (kb/j)	460	460	460	460
Production de pétrole brut (kb/j)	441	466	440	433
Pétrole brut lourd	200	221	210	208
Pétrole léger ou moyen	241	245	230	225
Produits raffinés (kb/j)	462	489	465	458
Essence	241	240	239	228
Distillats	148	155	146	142
Autres	73	94	80	88
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	96	101	96	94

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

2) Capacité nominale officielle correspondant à 95 % de la capacité moyenne la plus élevée atteinte sur une période continue de 30 jours.

Sur une base de 100 %, les raffineries de la société disposent actuellement d'une capacité de raffinage totalisant environ 460 000 barils bruts par jour de pétrole brut, sans compter les LGN, ce qui tient compte de la capacité de raffiner jusqu'à 255 000 barils bruts par jour de pétrole brut lourd fluidifié; la capacité de traitement des LGN s'élève à 45 000 barils bruts par jour. Le raffinage de pétrole brut lourd témoigne encore une fois de la capacité de la société à intégrer sa production de pétrole lourd sur le plan économique. L'escompte du WCS par rapport au WTI est avantageux pour les activités de raffinage, car le traitement de pétrole brut lourd permet de réduire le coût de l'alimentation des raffineries.

Au deuxième trimestre de 2015, la production de pétrole brut et de produits raffinés de même que le taux d'utilisation du pétrole brut ont diminué par suite d'interruptions de service non planifiées à la raffinerie Borger causées par des défaillances de l'unité de traitement et une panne d'électricité.

Pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, la production de pétrole brut et de produits raffinés a quelque peu augmenté, car le taux d'utilisation a été supérieur à celui de 2014. Au premier semestre de 2015, des interruptions de service non planifiées se sont produites à la raffinerie Borger, et une révision prévue au calendrier y a eu lieu, alors qu'au premier semestre de 2014, des travaux de maintenance et de révision prévus avaient été exécutés aux deux raffineries de la société. Le taux d'utilisation devrait diminuer au troisième trimestre à cause des interruptions de service non planifiées qui se sont produites à la raffinerie Borger en juillet.

Le taux d'utilisation du pétrole brut représente la totalité de pétrole brut que les raffineries traitent, exprimé en pourcentage de la capacité totale de traitement. La capacité de Cenovus à traiter divers types de pétrole brut crée un avantage sur les coûts de la charge d'alimentation, puisque les raffineries traitent du pétrole brut moins coûteux. Les volumes de brut lourd traité, comme le WCS et le CDB, dépendent de la qualité et de la quantité des bruts disponibles, car chaque raffinerie adapte la charge d'alimentation totale de manière à maximiser l'avantage économique qu'elle peut en tirer. Le volume de brut lourd traité au deuxième trimestre de 2015 a diminué par rapport à celui de 2014 en raison du traitement de plus gros volumes de brut moyen par suite de l'amélioration du contexte économique. Pour les six premiers mois de l'exercice, le volume de brut lourd traité a légèrement augmenté, proportionnellement à l'accroissement de la quantité totale de pétrole brut traité par rapport à 2014.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires	2 437	3 483	4 533	6 741
Produits achetés	1 976	3 098	3 814	5 918
Marge brute	461	385	719	823
Charges				
Charges d'exploitation	160	165	337	363
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	1	-	(13)	(5)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	300	220	395	465
Dépenses d'investissement	48	46	92	69
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	252	174	303	396

Marge brute

Les marges de craquage qu'obtient la société sont tributaires de nombreux facteurs dont la diversité des sources de charge d'alimentation en pétrole brut, la configuration des raffineries et la proportion d'essence, de distillats et de produits secondaires qui composent leur production, le délai entre l'achat du pétrole brut alimentant les raffineries et le moment où celles-ci traitent ce pétrole brut, ainsi que les coûts de la charge d'alimentation. Ces derniers sont établis selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.

Au deuxième trimestre de 2015, la marge brute s'est élargie, principalement pour les raisons suivantes :

- l'amélioration des marges réalisées sur la vente de produits secondaires, comme le coke et le bitume, car les coûts globaux de la charge d'alimentation ont diminué, ce qui concorde avec le recul de 44 % du prix du WTI;
- la dépréciation de 11 % du dollar canadien par rapport au dollar américain;
- l'amélioration d'environ 7 % des marges de craquage moyennes, attribuable principalement au raffermissement de la demande d'essence du fait de la baisse des prix.

L'amélioration de la marge brute a été en partie annulée par les facteurs suivants :

- l'augmentation des coûts d'alimentation en pétrole brut lourd par rapport au WTI, qui cadre avec le rétrécissement de l'écart entre le WTI et le WCS;
- la diminution de la production de produits raffinés occasionnée par les interruptions de service non planifiées.

Le recul de la marge brute pour la période écoulée depuis le début de l'exercice est principalement imputable aux coûts plus élevés de la charge d'alimentation en brut lourd par rapport au WTI, ce qui concorde avec le rétrécissement de l'écart entre le WTI et le WCS.

La diminution de la marge brute a été en partie annulée par les facteurs suivants :

- l'amélioration des marges réalisées sur la vente de produits secondaires, car les coûts globaux de la charge d'alimentation ont diminué, ce qui concorde avec le recul de 47 % du prix du WTI;
- la dépréciation de 11 % du dollar canadien par rapport au dollar américain;
- un léger accroissement de la production de produits raffinés.

Les raffineries de Cenovus n'intègrent pas de carburants renouvelables à leurs produits de carburant. C'est pourquoi la société est tenue d'acheter des numéros d'identification renouvelables (« NIR »). Au deuxième trimestre de 2015 et au premier semestre de 2015, le coût associé aux NIR s'est chiffré à 40 M\$ et à 93 M\$, respectivement (30 M\$ et 56 M\$, respectivement, en 2014). Cette augmentation coïncide avec la hausse du prix de référence des NIR sur l'éthanol. Ce coût reste une composante négligeable des coûts de la charge d'alimentation des raffineries de Cenovus.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du deuxième trimestre et du premier semestre de 2015 ont été la main-d'œuvre, la maintenance, les services publics et les fournitures. Les charges d'exploitation ont diminué de 3 % au deuxième trimestre et de 7 % pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, par rapport à 2014, principalement en raison du repli du coût des services publics qui découle de la baisse des prix du gaz naturel et de la réduction des activités de maintenance et de révision prévues. Au premier semestre de 2015, la société a effectué une révision prévue au calendrier à la raffinerie Borger, alors qu'elle avait effectué la révision et la maintenance prévues de ses deux raffineries au premier semestre de 2014.

Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Raffinerie de Wood River	34	23	61	34
Raffinerie de Borger	13	23	30	35
Commercialisation	1	-	1	-
	48	46	92	69

Les dépenses d'investissement engagées en 2015 ont été surtout affectées au projet de décongestion de la raffinerie de Wood River, outre les investissements de maintien, les projets d'amélioration de la fiabilité et de la sécurité des raffineries et les mesures environnementales. La société a reçu au premier trimestre de 2015 le permis concernant son projet de décongestion pour la raffinerie de Wood River; le projet devrait pouvoir démarrer au second semestre de 2016.

La société prévoit investir entre 240 M\$ et 260 M\$ en 2015, somme qui sera affectée principalement au projet de décongestion de la raffinerie de Wood River en plus des travaux liés à la maintenance, à la fiabilité et à l'environnement.

Amortissement et épuisement

Les actifs de raffinage sont amortis selon le mode linéaire sur la durée estimative d'utilité de chaque composante des raffineries. La durée d'utilité fait l'objet d'un examen annuel. La charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Raffinage et commercialisation a été supérieure de 7 M\$ pour le deuxième trimestre et de 14 M\$ pour le premier semestre, essentiellement à cause de la variation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend les éliminations intersectorielles ayant trait à des opérations inscrites aux prix de cession interne en fonction des prix courants du marché, outre le résultat intersectoriel non réalisé sur les stocks. Les profits et les pertes liés à la gestion des risques représentent les profits ou pertes latents, évalués à la valeur de marché, au titre d'instruments financiers dérivés servant à atténuer le risque de fluctuations des prix des marchandises, outre les profits et pertes latents évalués à la valeur de marché sur le contrat d'achat d'électricité à long terme. Les activités liées à la gestion des risques du deuxième trimestre de 2015 ont donné lieu à des pertes latentes de 151 M\$ (pertes latentes de 11 M\$ en 2014); pour le premier semestre, elles se sont soldées par des pertes latentes de 296 M\$ (profits latents de 15 M\$ en 2014). Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend en outre les coûts à l'échelle de Cenovus au titre des frais généraux et frais d'administration, des frais de financement et des frais de recherche.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Frais généraux et frais d'administration	73	102	145	211
Charges financières	116	102	237	232
Produits d'intérêts	(3)	(25)	(14)	(27)
(Profit) perte de change, montant net	(100)	(187)	415	(40)
Frais de recherche	7	4	14	6
(Profit) perte à la vente d'actifs	-	(20)	(16)	(20)
Autre (produit) perte, montant net	2	(1)	2	(2)
	95	(25)	783	360

Charges

Frais généraux et frais d'administration

Les principales composantes des frais généraux et frais d'administration de 2015 ont été la main-d'œuvre, la location de bureaux et les technologies de l'information. Si les frais généraux et frais d'administration ont baissé de 29 M\$ pour le deuxième trimestre et de 66 M\$ pour le premier semestre, c'est principalement grâce à une diminution des primes d'intéressement à long terme occasionnée par le recul du cours de l'action de Cenovus et la réduction des dépenses discrétionnaires.

Charges financières

Les charges financières se composent des charges d'intérêts sur la dette à long terme, les emprunts à court terme et l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains, outre la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement. Les charges financières du deuxième trimestre de 2015 ont été supérieures de 14 M\$ à celles de 2014 en raison des intérêts plus élevés sur la dette libellée en dollars américains du fait de la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les charges financières du premier semestre de 2015 ont été supérieures de 5 M\$ à celles de 2014 pour la même raison, mais leur augmentation a été en partie neutralisée par la baisse des intérêts sur l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise, remboursé au premier trimestre de 2014.

Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus, compte non tenu de l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains, était de 5,3 % au deuxième trimestre de 2015 (4,9 % en 2014) et de 5,2 % pour le semestre clos le 30 juin 2015 (5,0 % en 2014).

Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
(Profit) perte de change latent	(102)	(181)	421	(38)
(Profit) perte de change réalisé	2	(6)	(6)	(2)
	(100)	(187)	415	(40)

La majorité des profits et des pertes de change latents découle de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Le dollar canadien a gagné 2 % par rapport au dollar américain entre le 31 mars 2015 et le 30 juin 2015, de sorte que la société a comptabilisé un profit latent au deuxième trimestre; il s'est incliné de 7 % par rapport au dollar américain entre le 31 décembre 2014 et le 30 juin 2015, ce qui a donné lieu à une perte latente de 421 M\$ pour le premier semestre.

Amortissement et épuisement

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend des dotations au titre d'actifs non sectoriels comme le matériel informatique, les améliorations locatives et le mobilier de bureau. Les actifs non sectoriels sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimative des actifs en question, qui va de trois à vingt-cinq ans. La durée d'utilité fait l'objet d'un examen annuel. La dotation s'est chiffrée à 21 M\$ au deuxième trimestre de 2015 (21 M\$ en 2014) et à 42 M\$ pour le premier semestre (41 M\$ en 2014).

Charge d'impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Charge d'impôt exigible				
Canada	321	(10)	235	33
États-Unis	(6)	3	(6)	35
Total de la charge d'impôt exigible	315	(7)	229	68
Charge d'impôt différé	(261)	216	(288)	252
	54	209	(59)	320

Le tableau qui suit propose un rapprochement entre l'impôt sur le résultat calculé au taux d'imposition prévu par la loi au Canada et l'impôt sur le résultat présenté :

(en millions de dollars)	Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014
Résultat avant impôt sur le résultat	(601)	1 182
Taux prévu par la loi au Canada	26,1 %	25,2 %
Impôt sur le résultat prévu	(157)	298
Incidence des éléments suivants sur l'impôt :		
Écarts avec les taux réglementaires à l'étranger	4	25
Rémunération fondée sur des actions non déductible	5	10
Pertes en capital non imposables	56	7
Pertes en capital non comptabilisées découlant d'écarts de change latents	56	7
Ajustements découlant de déclarations antérieures	(11)	-
Comptabilisation de pertes en capital	(149)	(4)
Modification du taux prévu par la loi	168	-
Autres	(31)	(23)
Total de l'impôt	(59)	320
Taux d'imposition effectif	9,8 %	27,1 %

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels Cenovus et ses filiales exercent leurs activités peuvent changer. La société estime que sa charge d'impôt est juste. Il y a habituellement un certain nombre de questions fiscales en examen, et le montant de l'impôt sur le revenu fait donc l'objet d'une incertitude relative aux estimations. Le moment où sont constatés le résultat et les déductions d'impôt servant à l'établissement de la charge d'impôt exigible dépend de la législation fiscale pertinente.

Le 1^{er} juillet 2015, le taux d'imposition des sociétés en Alberta est passé de 10 % à 12 %, ce qui a relevé le taux d'imposition prévu par la loi au Canada pour la société. Cette hausse a eu une incidence importante sur l'impôt exigible et l'impôt différé de la société pour le deuxième trimestre, car c'est principalement en Alberta que Cenovus exerce ses activités.

La charge d'impôt exigible du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2015 a augmenté principalement en raison de l'accélération du calendrier de paiement de l'impôt sur le résultat par suite de certaines opérations de restructuration de l'entreprise et de la décision de maximiser la possibilité d'utiliser des déductions fiscales futures en réaction à la hausse du taux d'imposition des sociétés en Alberta.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, un produit d'impôt différé a été comptabilisé. Celui-ci est attribuable en grande partie à la résorption des différences temporelles découlant de la comptabilisation du bénéfice de la coentreprise et des pertes latentes liées à la gestion des risques, de la constatation d'un avantage fiscal associé aux pertes en capital non comptabilisées précédemment et des pertes d'exploitation de l'exercice en cours, éléments en partie contrebalancés par une charge non récurrente d'environ 168 M\$ provenant de la réévaluation d'un passif d'impôt différé faisant suite au relèvement du taux d'imposition des sociétés en Alberta. L'avantage découlant des pertes en capital a été comptabilisé en raison de l'entente visant la cession des activités liées aux terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers.

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 taux plus élevés aux États-Unis, des écarts permanents, des ajustements au titre des modifications des taux d'imposition et autres dispositions des lois fiscales, de la variation des réserves estimatives et des écarts entre la charge d'impôt et les montants réels déclarés ultérieurement aux autorités fiscales.

L'écart entre le taux d'imposition effectif de la société pour 2015 et le taux prévu par la loi s'explique par la charge d'impôt différé non récurrente occasionnée par le relèvement du taux d'imposition des sociétés en Alberta et par les pertes de change non déductibles, facteurs en partie neutralisés par la constatation de l'avantage fiscal associé aux pertes en capital et d'ajustements favorables se rapportant à des exercices précédents.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

<i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation	335	1 109	610	1 566
Activités d'investissement	(424)	(692)	(1 067)	(3 089)
Flux de trésorerie avant les activités de financement, montant net	(89)	417	(457)	(1 523)
Activités de financement	(126)	(471)	1 166	(225)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	1	(1)	(2)	56
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(214)	(55)	707	(1 692)
			30 juin	31 décembre
			2015	2014
Trésorerie et équivalents de trésorerie			1 590	883

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont décliné de 774 M\$ et de 956 M\$ pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, principalement sous l'effet de la décroissance des flux de trésorerie, analysée à la section « 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 s'élevait à 1 934 M\$ au 30 juin 2015, contre 772 M\$ au 31 décembre 2014. L'augmentation du fonds de roulement provient principalement du produit de l'émission d'actions ordinaires au premier trimestre de 2015.

La société s'attend à continuer de respecter ses obligations de paiement à mesure qu'elles deviennent exigibles.

Activités d'investissement

Au deuxième trimestre de 2015, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont chiffrés à 424 M\$, soit 268 M\$ de moins qu'au trimestre correspondant de 2014, principalement en raison de la réduction des dépenses d'investissement opérée à cause de la faiblesse des prix des marchandises.

Pour le premier semestre, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont établis à 1 067 M\$, soit 2 022 M\$ de moins qu'en 2014, principalement en raison du remboursement, en mars 2014, de l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise de 1,4 G\$ US.

Activités de financement

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont diminué de 345 M\$ pour le trimestre clos le 30 juin 2015, principalement en raison des économies en trésorerie liées au RRD et d'un remboursement net d'emprunts à court terme en 2014.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont augmenté de 1 391 M\$ pour le semestre clos le 30 juin 2015, principalement par suite du produit net issu de l'émission d'actions ordinaires et des économies en trésorerie liées au RRD, dont l'effet a été contrebalancé en partie par un remboursement net d'emprunts à court terme. Au premier semestre de 2015, la société a inscrit un remboursement net d'emprunts à court terme alors qu'au semestre correspondant de 2014, elle avait inscrit une émission nette d'instruments d'emprunt à court terme. Au cours du premier trimestre de 2015, la société a émis 67,5 millions d'actions ordinaires au prix de 22,25 \$ l'action, dégagant un produit net de 1,4 G\$. La société a l'intention d'affecter le produit net au financement partiel de son programme de dépenses d'investissement de 2015 et à ses besoins généraux.

Au deuxième trimestre, la société a versé un dividende de 0,2662 \$ par action, soit 223 M\$ au total (0,2662 \$ par action, soit 201 M\$, en 2014), dont 125 M\$ (201 M\$ en 2014) ont été versés en numéraire et le reste a été réinvesti en actions ordinaires émises sur le capital autorisé par l'intermédiaire du RRD. Depuis le début de l'exercice, la société a versé des dividendes de 0,5324 \$ par action, soit 445 M\$ (0,5324 \$ par action, soit 403 M\$, en 2014), dont 263 M\$ (403 M\$ en 2014) ont été versés en numéraire. La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres. Le RRD est toujours en vigueur, mais l'escompte a été éliminé.

La dette à long terme de la société se situait à 5 875 M\$ au 30 juin 2015 (5 458 M\$ au 31 décembre 2014). Aucun remboursement en capital n'est exigible avant octobre 2019 (1,3 G\$ US). L'encours de la dette à long terme libellée en dollars américains n'a pas changé depuis août 2012. L'augmentation de 417 M\$ de la dette à long terme est liée principalement au change.

Au 30 juin 2015, Cenovus respectait toutes les modalités de ses conventions d'emprunt.

Sources de liquidités disponibles

La société prévoit que les flux de trésorerie tirés de ses activités liées au pétrole brut, au gaz naturel et au raffinage suffiront à financer une part de ses besoins en trésorerie pour les dix prochaines années. Tout manque à gagner éventuel pourrait devoir être financé par l'utilisation prudente de la capacité d'emprunt, la gestion du portefeuille d'actifs et d'autres occasions financières ou autres qui se présenteront éventuellement.

Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 30 juin 2015 :

(en millions de dollars)	Montant	Échéance
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 590	Sans objet
Facilité de crédit engagée	1 000	Novembre 2017
Facilité de crédit engagée	3 000	Novembre 2019
Prospectus préalable de base aux États-Unis ¹⁾	2 000 \$ US	Juillet 2016
Prospectus préalable de base au Canada ¹⁾	1 500	Juillet 2016

1) Disponibilité assujettie aux conditions du marché.

Facilité de crédit engagée

Au cours du deuxième trimestre, Cenovus a renégocié sa facilité de crédit engagée de 3,0 G\$; la date d'échéance de celle-ci a été prorogée au 30 novembre 2019. En outre, une nouvelle tranche de 1,0 G\$, qui arrive à échéance le 30 novembre 2017, a été établie aux termes de la même facilité. Au 30 juin 2015, une somme de 4,0 G\$ de la facilité de crédit engagée était toujours à la disposition de la société.

La société s'est dotée d'un programme de papier commercial qui, de concert avec sa facilité de crédit engagée, sert à gérer les besoins de liquidités à court terme. La société réserve une somme non prélevée sur sa facilité de crédit engagée à l'égard des montants de papier commercial en circulation. Au 30 juin 2015, l'encours du papier commercial était de néant.

Prospectus préalables de base aux États-Unis et au Canada

Au 30 juin 2015, aucun billet n'avait encore été émis aux termes des prospectus préalables de base aux États-Unis et au Canada.

Cession d'activités liées aux redevances

La cession des activités liées aux terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers a été clôturée le 29 juillet 2015, accroissant les fonds en caisse de la société d'une somme d'environ 3,3 G\$.

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; les capitaux permanents correspondent à la dette plus les capitaux propres; le BAIIA ajusté correspond au bénéfice avant les charges financières, les produits d'intérêts, la charge d'impôt sur le résultat, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement, les pertes de valeur d'actifs et du goodwill, les profits ou pertes latents liés à la gestion des risques, les profits ou pertes de change, le profit ou la perte à la sortie d'actifs et les autres profits ou pertes nets, calculé sur une base de douze mois. Ces ratios sont utilisés pour gérer la dette globale de Cenovus et servent de mesures de la santé financière générale de celle-ci.

	30 juin 2015	31 décembre 2014
Ratio dette/capitaux permanents	35 %	35 %
Ratio dette nette/capitaux permanents ^{1) 2)}	28 %	31 %
Ratio dette/BAIIA ajusté (fois)	2,1 x	1,4 x
Ratio dette nette/BAIIA ajusté (fois) ¹⁾	1,5 x	1,2 x

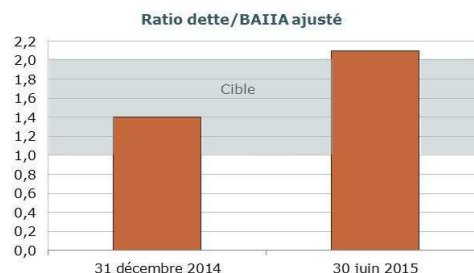
1) La dette nette s'entend de la dette après déduction de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.

2) Le ratio dette nette/capitaux permanents s'entend de la dette nette divisée par la somme de la dette nette et des capitaux propres.

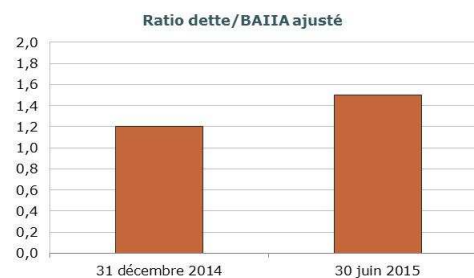
La vente des activités liées aux terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers procurera à la société un produit en trésorerie d'environ 3,3 G\$. Si l'opération avait été clôturée au 30 juin 2015, le ratio dette nette/capitaux permanents et le ratio dette nette/BAIIA ajusté se seraient établis respectivement à 7 % et à 0,3x.

Cenovus continue de viser un ratio dette/capitaux permanents de 30 % à 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de 1,0x à 2,0x. Au 30 juin 2015, le ratio dette/capitaux permanents se situait dans la fourchette cible. En revanche, le ratio dette/BAIIA ajusté était supérieur à la cible de 2,0x à la même date, mais la société estime qu'il reviendra dans la fourchette cible.

Le ratio dette/capitaux permanents est resté le même, car le solde plus élevé sur la dette, qui découle de la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, a été compensé par l'accroissement des capitaux propres par suite de l'émission d'actions ordinaires. Quant à l'augmentation du ratio de la dette sur le BAIIA ajusté, elle découle aussi du solde plus élevé sur la dette par suite des variations du change ainsi qu'à la baisse du BAIIA ajusté causée principalement par le recul des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation occasionné par la faiblesse des prix des marchandises.



Au 30 juin 2015, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société s'établissaient à 1,6 G\$. Le ratio de la dette nette sur les capitaux permanents et celui de la dette nette sur le BAIIA ajusté se chiffraient respectivement à 28 % et à 1,5x (31 % et 1,2x, respectivement, au 31 décembre 2014).



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.

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 d'actions préférentielles de premier et de second rang, le nombre total d'actions préférentielles ne devant pas dépasser 20 % du nombre d'actions ordinaires émises et en circulation. Au 30 juin 2015, aucune action préférentielle n'était en circulation. Cenovus a émis 76,2 millions d'actions ordinaires au cours du semestre clos le 30 juin 2015, à savoir 8,7 millions d'actions aux termes du RRD et 67,5 millions d'actions dans le cadre d'une émission d'actions ordinaires au premier trimestre de 2015.

Aux termes du RRD, les actionnaires peuvent réinvestir leurs dividendes dans des actions ordinaires supplémentaires. À la discrétion de la société, les actions ordinaires supplémentaires peuvent être émises sur le capital social autorisé ou rachetées sur le marché. Au cours des deux premiers trimestres de 2015, des actions émises sur le capital social autorisé ont été émises aux participants du RRD à un escompte de 3 % sur le cours moyen, selon la définition qui en est donnée par le RRD. Pour le dividende du deuxième trimestre, le taux de participation au RRD a été d'environ 43 % et s'est traduit par une économie de 96 M\$ en trésorerie. Pour le premier semestre, le RRD s'est traduit par une économie de 177 M\$ en trésorerie. Le RRD est toujours en vigueur, mais l'escompte a été éliminé. Se reporter à l'adresse cenovus.com pour en savoir plus.

Dans le cadre de son programme d'intéressement à long terme, Cenovus offre à ses employés un régime d'options sur actions aux termes duquel les employés peuvent exercer des options visant l'achat d'actions ordinaires de Cenovus. Outre son régime d'options sur actions, Cenovus a également mis sur pied un régime d'unités d'actions liées au rendement (« UAR »), un régime d'unités d'actions à négociation restreinte (« UANR ») et deux régimes d'unités d'actions différées (« UAD »).

Les UAR et les UANR 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 numéraire égal à la valeur d'une action ordinaire de Cenovus. Se reporter à la note 27 des notes annexes aux états financiers consolidés et à la note 18 des états financiers consolidés intermédiaires pour en savoir plus sur le régime d'options sur actions et les régimes d'UAR, d'UANR et d'UAD de la société.

	Nombre d'unités (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
30 juin 2015		
Actions ordinaires	833 290	s. o.
Options sur actions	47 413	27 313
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	11 467	1 416

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. 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.

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, il faut lire la présente analyse en parallèle avec les sections du rapport de gestion annuel de 2014 portant sur la gestion des risques. 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 2014.

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. La société demeure exposée aux risques énumérés dans le rapport de gestion annuel de 2014 en plus du risque juridictionnel.

Les paragraphes qui suivent constituent une mise à jour des activités de gestion du risque lié aux prix des marchandises et du risque juridictionnel.

Risque lié aux prix des marchandises

Les fluctuations des prix des marchandises occasionnent la volatilité du rendement financier de la société. De nombreux facteurs influent sur les prix des marchandises, comme l'offre et la demande à l'échelle mondiale et régionale, les contraintes en matière de transport, les conditions météorologiques et l'offre de carburants de substitution; ces facteurs sont indépendants de la volonté de Cenovus et peuvent entraîner une considérable volatilité des prix.

La société gère le risque lié aux prix des marchandises par divers moyens, comme l'intégration des activités et la conclusion de couvertures financières et de contrats à livrer. Pour en savoir plus sur les instruments financiers de la société, notamment leur classement, les hypothèses formulées lors du calcul de leur juste valeur et une analyse plus détaillée de l'exposition aux risques et de leur gestion, se reporter à la note 21 des notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires. L'incidence financière de la gestion des risques est exposée ci-après.

Incidence des activités de gestion des risques financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin					
	2015			2014		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	(32)	142	110	52	12	64
Gaz naturel	(16)	15	(1)	1	(3)	(2)
Raffinage	2	3	5	-	3	3
Électricité	-	(9)	(9)	2	(1)	1
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(46)	151	105	55	11	66
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	14	(45)	(31)	(14)	(3)	(17)
(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt	(32)	106	74	41	8	49

(en millions de dollars)	Semestres clos les 30 juin					
	2015			2014		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	(160)	261	101	86	(14)	72
Gaz naturel	(28)	26	(2)	1	(2)	(1)
Raffinage	(12)	12	-	(4)	2	(2)
Électricité	3	(3)	-	2	(1)	1
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(197)	296	99	85	(15)	70
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	54	(82)	(28)	(21)	4	(17)
(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt	(143)	214	71	64	(11)	53

Au deuxième trimestre et au premier semestre de 2015, 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, car les prix contractuels convenus ont été supérieurs aux prix de référence moyens. La société a par ailleurs comptabilisé des pertes latentes sur ses instruments financiers liés au pétrole brut et au gaz naturel, en raison surtout du dénouement de certaines positions réglées et des fluctuations des prix.

Risque juridique

Le nouveau gouvernement néo-démocrate de l'Alberta a entrepris d'étudier et d'éventuellement modifier le système de redevances de la province et de relever les taxes sur le carbone. Toute refonte du système provincial des redevances pourrait avoir des répercussions importantes sur les résultats financiers, le coût du capital et les programmes de dépenses d'investissement futurs de Cenovus. Par mesure de prudence, la société attend l'issue de la révision qui se prépare avant de mettre la dernière main à ses plans de réinjection de capitaux dans les projets d'expansion des sables bitumineux qu'elle a déjà reportés.

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 2014.

Pour l'application des méthodes comptables, la direction doit avoir recours à des jugements, faire des estimations et 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 2014 sont expliqués plus amplement le mode de préparation et les méthodes comptables significatives de la société.

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

Les jugements d'importance critique sont ceux que la direction doit poser lors de l'application des méthodes comptables qui ont le plus d'effet sur les montants comptabilisés par Cenovus dans ses états financiers consolidés annuels et intermédiaires. Aucun changement n'a été apporté aux jugements d'importance critique auxquels la société a recours lors de l'application des méthodes comptables au cours du premier semestre de 2015. D'autres renseignements se trouvent dans les notes annexes aux états financiers consolidés et le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Principales sources d'incertitude relative aux estimations

Les estimations comptables d'importance critique sont celles qui font en sorte que la direction doit poser des jugements particulièrement subjectifs ou complexes sur des sujets par nature incertains. Les estimations et les hypothèses qui les sous-tendent sont examinées périodiquement, et toute révision des estimations comptables est comptabilisée dans la période au cours de laquelle la révision est effectuée. Aucun changement n'est survenu dans les principales sources d'incertitude relative aux estimations au cours du premier semestre de 2015. Pour obtenir plus de renseignements sur ce sujet, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés et au rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Changements de méthodes comptables

Aucune norme ou interprétation comptable, nouvelle ou modifiée, n'a été adoptée au cours du semestre clos le 30 juin 2015.

Futures prises de position en comptabilité

Comptabilisations des produits

Le 28 mai 2014, l'IASB a publié IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*, (« IFRS 15 »), appelée à remplacer IAS 11, *Contrats de construction*, IAS 18, *Produits des activités ordinaires*, et plusieurs interprétations liées à la comptabilisation des produits. IFRS 15 délimite un cadre de référence unique pour la comptabilisation des produits des activités ordinaires, qui s'applique aux contrats conclus avec des clients. La norme exige d'une entité qu'elle comptabilise des produits d'un montant correspondant à la somme qu'elle s'attend à recevoir en échange des biens et des services fournis, et ce, au moment où le contrôle est transféré à l'acheteur. Les exigences en matière d'informations à fournir ont également été étoffées.

Le 22 juillet 2015, l'IASB a publié une modification d'IFRS 15 reportant d'un an la date d'entrée en vigueur de la norme, qui s'applique maintenant aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. L'adoption anticipée est toujours permise. La norme pourra être appliquée de façon rétrospective ou selon une approche rétrospective modifiée. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption d'IFRS 15 sur les états financiers consolidés.

Autres normes

Une description des autres normes et interprétations que la société adoptera pour des périodes futures se trouve dans les notes annexes des états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

Aucun changement n'a été apporté au contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») au cours du trimestre clos le 30 juin 2015 qui aurait eu ou serait raisonnablement susceptible d'avoir une incidence significative sur le CIIF.

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

TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE

Cenovus entend exploiter son entreprise de façon responsable et intégrer ses principes en matière de responsabilité d'entreprise à son mode de conduite des affaires. Cenovus comprend bien qu'il est important de faire rapport aux parties prenantes de façon transparente et responsable. La société communique non seulement l'information exigée par les lois et règlements, mais aussi de l'information qui décrit plus amplement ses activités, ses politiques, les possibilités qui s'ouvrent à elle et les risques qu'elle court.

Sa politique en matière de responsabilité d'entreprise continue d'orienter ses engagements, sa démarche en matière de responsabilité et sa communication d'information tout en cadrant avec ses objectifs et procédés de nature commerciale. À l'avenir, Cenovus verra à ce que la communication de l'information en matière de responsabilité d'entreprise corresponde à cette politique et soit axée sur l'amélioration de la performance. Pour ce faire, elle assurera le suivi et le contrôle continus de ses indicateurs de performance en matière de responsabilité d'entreprise. La politique de Cenovus en matière de responsabilité d'entreprise et le rapport sur le même sujet peuvent être consultés dans le site Web de Cenovus, à l'adresse cenovus.com.

En juin 2015, pour la quatrième année d'affilée, Cenovus a été nommée parmi les 50 principales sociétés socialement responsables du Canada par la revue *Maclean's* et *Sustainalytics*. Toujours en 2015, pour la cinquième année de suite, elle a également été désignée par la revue *Corporate Knights* parmi les 50 meilleures entreprises citoyennes du Canada. Cenovus a aussi été incluse dans l'indice 120 Euronext Vigeo World pour la deuxième année de suite. Cet indice regroupe les 120 sociétés du monde qui gèrent le mieux leur risque lié à la responsabilité d'entreprise et contribuent le plus au développement durable.

En février 2015, Cenovus a été nommée pour la troisième année d'affilée au sommet de la liste des sociétés canadiennes ayant adopté les meilleures pratiques durables au classement adjugé par la revue *Investor Relations*. En janvier 2015, Cenovus a été intégrée pour la deuxième fois de suite à l'annuaire des entreprises durables de RobecoSAM, le *Sustainability Yearbook*. RobecoSAM est un spécialiste suisse des placements internationaux dans les entreprises durables qui publie les indices Dow Jones du développement durable ou « indices DJSI ». Cenovus reste parmi les sociétés incluses dans le groupe d'indices DJSI et figure actuellement dans l'indice DJSI Monde et l'indice DJSI Amérique du Nord. Cenovus figure aussi dans le groupe d'indices FTSE4Good et le groupe d'indices mondiaux de durabilité MSCI. De renommée internationale, ces indices de référence mesurent la performance de sociétés sur le plan environnemental et social et en matière de pratiques de gouvernance.

Ces diverses reconnaissances de l'engagement soulignent les efforts en matière de responsabilité d'entreprise que Cenovus déploie pour équilibrer la performance économique, sociale et environnementale et la gouvernance.

PERSPECTIVES

La société prévoit que le second semestre de 2015 restera difficile pour son secteur d'activité. Même si les prix de référence des marchandises se sont légèrement bonifiés au deuxième trimestre, les prix à terme ont reculé depuis le 30 juin et resteront sans doute bas jusqu'à la fin de 2015. La société a révisé en janvier son budget d'investissement pour 2015, réduisant ses projets d'investissement et adoptant diverses mesures afin de préserver ses liquidités et la vigueur de son bilan. Cenovus dispose de solides actifs productifs, d'un portefeuille intégré, d'un bilan sain et de plans d'investissement souples. Elle poursuit sa stratégie à long terme, à un rythme qu'elle estime adapté à la faiblesse actuelle des prix des marchandises.

L'analyse des perspectives qui suit porte essentiellement sur les dix-huit mois à venir.

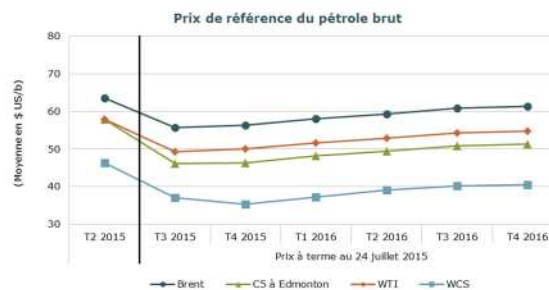
Prix des marchandises sous-tendant les résultats financiers

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

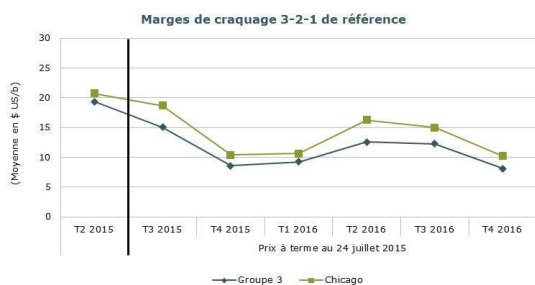
- Selon la société, l'orientation générale des prix du pétrole brut dépendra principalement de la réaction de l'offre au contexte actuel des prix et du rythme de croissance de l'économie mondiale. Dans l'ensemble, la société s'attend à ce que le prix du pétrole brut fluctue au second semestre de 2015 et qu'il s'améliore modestement en 2016. Le ralentissement de la croissance mondiale de l'offre et l'augmentation annuelle de la demande devraient se combiner pour soutenir les prix pendant les dix-huit prochains mois. Il faudra cependant pour cela que les stocks excédentaires de pétrole brut soient utilisés au moins en partie, et le retour du pétrole brut iranien sur le marché sera encore un facteur aggravant.

La société persiste à s'attendre à un ralentissement de l'offre de la part des producteurs nord-américains à cause des importantes compressions des dépenses d'investissement.

La faiblesse actuelle des prix du pétrole brut sert également de soutien à l'essor de l'économie mondiale. La société est d'avis que l'OPEP pourrait tenter de gruger des parts de marché en accroissant le nombre de ses plateformes de forage ou en poussant sa production, ce qui ferait baisser les prix;



- La société s'attend à ce que l'écart Brent-WTI reste proche du niveau actuel, principalement à cause du ralentissement de la croissance de l'offre aux États-Unis, qui devrait empêcher la congestion du marché américain et faire en sorte que l'écart soit conditionné par les frais de transport. L'écart Brent-WTI restera sans doute volatil en raison du déséquilibre de la demande, des importations mondiales et des révisions effectuées par les raffineries;
- La société prévoit que l'écart WTI-WCS, actuellement étroit, s'élargira, étant donné que l'offre reprendra après les interruptions occasionnées par les incendies de forêt et les activités d'entretien. Toutefois, il est peu probable que l'écart soit très prononcé à cause de la capacité de transport ferroviaire abondante et des prolongements à venir des réseaux pipeliniers.



1) Se reporter à l'analyse des sensibilités aux taux de change figurant dans les indications actuelles de Cenovus à l'adresse cenovus.com.

La société prévoit que les marges de craquage resteront à peu près les mêmes, au cours des dix-huit prochains mois, qu'au cours des douze derniers, à part peut-être une certaine fluctuation saisonnière.

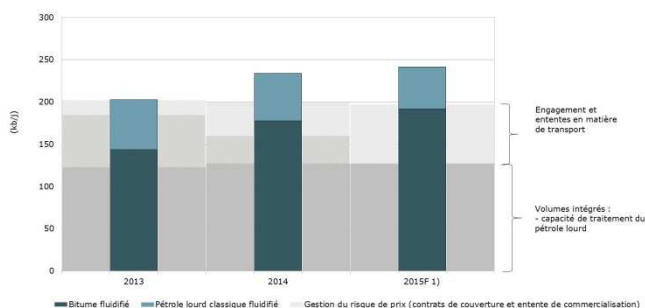
Les prix du gaz naturel devraient rester faibles pendant les dix-huit prochains mois. Le nombre de puits forés, mais non conditionnés, devrait assurer la vigueur de l'offre même si l'activité décline fortement au sein du secteur. Pour corriger la surabondance prévue des stocks avant la saison hivernale, il faudra compter sur la transition du charbon au gaz qui s'opère dans le secteur de la production d'électricité.

Le cours moyen du change à terme prévu pour les dix-huit prochains mois est de 0,800 \$ US pour 1 \$ CA. Le moment où interviendront les principales décisions en matière de taux d'intérêt, tant au Canada qu'aux États-Unis, de même que l'essor de l'économie américaine sont les facteurs dont dépendront les fluctuations du change. Dans l'ensemble, la société s'attend à ce que le dollar canadien reste assez faible devant le dollar américain, ce qui devrait avoir une incidence favorable sur les produits des activités ordinaires de la société et ses flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

Le risque lié aux écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd auquel est exposée la société dépend de l'équilibre mondial entre ces deux produits de base ainsi que de la congestion à l'échelle canadienne. La société est préparée à une certaine volatilité des prix du pétrole brut. Elle réduit son exposition aux écarts de prix entre le léger et le lourd par les moyens suivants :

- Intégration – Les installations de raffinage du pétrole lourd permettent à la société de traiter le pétrole 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 pétrole 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 et ententes 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 au Canada



1) Capacité de production brute prévue.

Priorités pour 2015

Maintien de la capacité d'adaptation financière

La société dispose de solides actifs productifs, d'un portefeuille intégré et d'un bilan sain qui devraient bien la positionner pour lui permettre de relever les défis de 2015. Ensemble, l'émission d'actions ordinaires au premier trimestre de 2015 et la vente des activités liées aux terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers en juillet 2015 ont permis de dégager un produit en trésorerie d'environ 4,7 G\$. Ces opérations ont renforcé le bilan de Cenovus et lui procurent une plus grande résilience financière, en ces temps d'incertitude; ainsi la société pourra-t-elle considérer l'opportunité d'investir dans les activités qui lui semblent les plus à même de dégager de solides rendements futurs.

Dotée de fonds en caisse supplémentaires de 3,3 G\$ après la cession de ses activités liées aux terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers, la société prévoit réinvestir des capitaux dans des projets d'expansion précédemment reportés à 2016. La société prévoit investir, si la conjoncture est favorable, une somme d'environ 25 M\$ dans la phase G de Christina Lake et d'environ 2 M\$ dans la phase H de Foster Creek au cours du second semestre de 2015 pour préparer la reprise de la construction, en 2016. De plus, une somme d'environ 70 M\$ a été consentie pour la poursuite des travaux de forage des projets de pétrole averse au sud-est de l'Alberta et du projet Weyburn, en Saskatchewan.

Le déclin des prix du pétrole brut et la réduction des flux de trésorerie futurs de la société par suite de la vente des activités liées aux terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers a incité le conseil d'administration à réduire de 40 % le dividende du troisième trimestre.

Le processus de planification des investissements de la société reste souple. La société entend procéder par étapes plus graduelles et adopter une démarche plus modérée à l'égard de l'expansion future des sables bitumineux. Elle n'envisagera l'expansion des projets actuels ou la mise en valeur de nouveaux projets que lorsqu'elle sera persuadée qu'elle peut maximiser les économies de coûts et l'efficacité des dépenses d'investissement de façon à offrir à ses actionnaires le plus gros potentiel de rendement possible. La société continuera de réexaminer périodiquement ses programmes d'investissement tout en surveillant de près l'évolution des prix du brut au second semestre de 2015.

Resserrement de la structure de coûts

Cenovus remet toujours en question à l'échelle de l'entreprise une structure des coûts qui lui permet de conserver son excellent dossier en matière d'efficacité des coûts. La société doit faire en sorte de maintenir à long terme une structure de coûts efficace et durable et d'exploiter au mieux son modèle de fonctionnement. La société a déjà repéré des moyens de réaliser des compressions de ses charges d'exploitation et de ses dépenses d'investissement de maintien de 400 M\$ à 500 M\$ à long terme. Au premier semestre de 2015, la société a réalisé des économies substantielles grâce aux réductions des dépenses d'investissement, des charges d'exploitation et des frais généraux et frais d'administration. C'est pourquoi elle prévoit que ses économies se chiffreront à quelque 280 M\$ pour l'ensemble de l'exercice. Étant donné que la société a l'intention de modérer le rythme de sa croissance et compte tenu des défis que pose la faiblesse persistante des prix du brut, Cenovus prévoit continuer d'évaluer ses besoins en matière de main-d'œuvre et de frais généraux et frais d'administration.

Accès aux marchés

La société reste déterminée à accéder à de nouveaux marchés pour sa production de pétrole brut, comme le montre la convention visant l'achat d'une installation de transbordement et de transport ferroviaire de pétrole brut. La société continue d'apporter son soutien aux projets de construction de nouveaux pipelines qui relieraient les installations de la société à de nouveaux marchés aux États-Unis et ailleurs, l'expédition de 10 % à 20 % de sa production de pétrole brut par transport ferroviaire, l'évaluation des possibilités d'élargissement de la gamme de produits offerts (en y ajoutant notamment les bitumes dilués existants, le bitume sous-fluidifié ou le bitume déshydraté) pour maximiser la valeur de son pétrole et l'expansion éventuelle de sa capacité de raffinage à mesure que la production croît.

Autres enjeux d'importance

Le nouveau gouvernement néo-démocrate de l'Alberta a entrepris d'étudier et d'éventuellement modifier le système de redevances de la province et de relever les taxes sur le carbone. Toute refonte du système provincial des redevances pourrait avoir des répercussions importantes sur les résultats financiers, le coût du capital et les programmes de dépenses d'investissement futurs de Cenovus.

La société se doit de gérer avec sagacité ses activités pour favoriser ses plans d'expansion. Les principaux enjeux sont l'obtention en temps opportun des autorisations des organismes de réglementation et des partenaires, le respect du cadre réglementaire en matière d'environnement et la gestion de la concurrence au sein du secteur. Pour de plus amples renseignements concernant l'incidence de ces facteurs sur les résultats financiers de Cenovus, se reporter à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion.

MISE EN GARDE

Renseignements sur le pétrole et le gaz

Les estimations des réserves et des ressources et les renseignements qui s'y rapportent ont été préparés en date du 31 décembre 2014 par des évaluateurs de réserves indépendants agréés en conformité avec le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* et les exigences du Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières. Les estimations se fondent sur les prix prévisionnels établis par McDaniel & Associates Consultants Ltd. au 1^{er} janvier 2015. Pour en savoir plus sur les réserves et les ressources de la société et obtenir d'autres renseignements sur le pétrole et le gaz, se reporter à la rubrique intitulée « Données relatives aux réserves et autres données sur le pétrole et le gaz » figurant dans la notice annuelle de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Barils d'équivalent de pétrole – Certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalent de pétrole (« bep ») à raison de 6 kpi³ pour un baril. Les quantités exprimées en bep peuvent être trompeuses, surtout si elles sont employées isolément. Le facteur de conversion de 1 baril pour 6 kpi³ se fonde sur une méthode de conversion de l'énergie qui s'applique avant tout au bec du brûleur et ne correspond pas nécessairement à l'équivalence à la tête de puits. Comme le ratio de valeur fondé sur le prix actuel du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement du facteur de conversion de l'énergie de 6:1, l'utilisation de ce facteur de conversion ne donne pas une image fidèle de la valeur réellement obtenue.

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 », « projeter » ou « P », « avenir », « futur », « cibler », « capacité », « pouvoir », « accent », « but », « perspective », « éventuel », « stratégie », « à terme », « possibilité » ou des expressions analogues et comprend des suggestions de résultats futurs, y compris des déclarations à propos de la stratégie et des échéanciers et étapes déterminantes connexes, de la valeur future projetée, des projections pour 2015 et par la suite, du résultat d'exploitation et des résultats financiers projetés, des dépenses d'investissement prévues (y compris leur calendrier de réalisation et leur mode de financement), 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 des coûts, des plans et de la stratégie en matière de dividendes (y compris en ce qui a trait au régime de réinvestissement des dividendes), des échéanciers prévus en ce qui concerne les approbations futures des autorités de réglementation, des partenaires ou en interne, des répercussions futures des mesures réglementaires, des prix des marchandises projetés, de l'utilisation et du développement futurs de la technologie, notamment pour réduire l'empreinte environnementale de Cenovus, des notations de solvabilité et du rendement pour les actionnaires projeté. 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, appartiennent à l'industrie en général.

Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective comprennent notamment les hypothèses sur lesquelles reposent les prévisions actuelles de Cenovus (consulter cenovus.com); les dépenses d'investissement prévues par Cenovus, la souplesse des budgets d'immobilisations prévues et leurs sources de financement connexes; les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; la capacité d'obtenir les approbations nécessaires de la part des autorités de réglementation et des partenaires; la réalisation fructueuse et dans les délais des projets d'immobilisations ou de leurs étapes; la capacité de Cenovus de dégager des flux de trésorerie 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 2015 se fondent sur un nombre moyen d'environ 819 millions d'actions ordinaires en circulation, après dilution, et sur les données hypothétiques suivantes : Brent, 62,25 \$ US/b; WTI, 56,75 \$ US/b; WCS, 44,00 \$ US/b; NYMEX, 2,85 \$ US/MBtu; AECO, 2,65 \$/GJ; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 18,50 \$ US/b; taux de change, 0,81 \$ US/\$ CA.

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 naturel; l'efficacité du programme de gestion des risques de Cenovus, y compris l'effet des instruments financiers dérivés; l'efficacité des stratégies de couverture et la suffisance des liquidités; 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 de ratios dette/BAIIA ajusté et dette nette/BAIIA ajusté et de ratios dette/capitaux permanents et dette nette/capitaux permanents souhaitables; la

capacité de Cenovus de faire appel à des sources diverses de capitaux d'emprunt et de capitaux propres, et de le faire selon des modalités acceptables pour la société; la modification des notations de crédit accordées à la société ou à ses titres; les changements apportés aux plans ou à la stratégie en matière de dividendes, y compris le régime de réinvestissement des dividendes; 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 sur les activités de raffinage et de commercialisation; l'accueil éventuellement défavorable réservé aux nouveaux produits sur le marché; les hausses de coût ou difficultés techniques imprévues relativement à la construction ou à la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés imprévues dans la production, le transport et le raffinage du pétrole brut en produits pétroliers et chimiques; les risques liés à la technologie et à son application dans le cadre des activités de Cenovus; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; la capacité de Cenovus et de ses filiales d'assurer convenablement le transport de leurs produits, notamment le transport ferroviaire ou autre du pétrole brut; l'évolution des lois et de la réglementation concernant le cadre réglementaire dans tous les territoires où la société exerce des activités, notamment le processus d'autorisation réglementaire et les désignations d'utilisation des terres, le régime de redevances, les impôts et les taxes, l'environnement, les gaz à effet de serre, le carbone et d'autres lois et règlements ou l'évolution de l'interprétation qui en est faite, dans leur version adoptée ou proposée, leurs répercussions et les coûts de conformité connexes; les périodes prévues d'entrée en vigueur de diverses prises de position en comptabilité, de modifications de règles comptables et de normes comptables, ainsi que leur incidence projetée sur les activités de la société, ses résultats financiers et ses états financiers consolidés; l'évolution de la conjoncture générale de l'économie, des marchés et des affaires; la situation politique et économique des pays dans lesquels Cenovus exerce des activités; les risques de guerre, de menaces terroristes et l'instabilité connexe; les risques liés aux poursuites et aux mesures réglementaires, actuelles et éventuelles, visant Cenovus.

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive et est fournie à la date du présent rapport de gestion. Pour l'analyse détaillée des principaux facteurs de risque touchant la société, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » de la notice annuelle ou au rapport sur formulaire 40-F pour la période close le 31 décembre 2014, lesquels sont disponibles sur SEDAR à l'adresse sedar.com, sur EDGAR à l'adresse sec.gov et sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

ABRÉVIATIONS

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

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