

RAPPORT DE GESTION
POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 31 MARS 2015

TABLE DES MATIÈRES :

APERÇU DE CENOVUS.....	2
FAITS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS DU TRIMESTRE	5
RÉSULTATS D'EXPLOITATION	8
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	10
RÉSULTATS FINANCIERS.....	12
SECTEURS À PRÉSENTER	17
SABLES BITUMINEUX	18
HYDROCARBURES CLASSIQUES.....	24
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION.....	28
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	30
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	31
GESTION DES RISQUES	34
JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	35
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	36
TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE	36
PERSPECTIVES	37
MISE EN GARDE.....	39
ABRÉVIATIONS	40

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société »), daté du 28 avril 2015, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre clos le 31 mars 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 28 avril 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, 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 31 mars 2015, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 18 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 trimestre clos le 31 mars 2015, la production moyenne de pétrole brut et de LGN (ensemble, le « pétrole brut ») de Cenovus s'est établie à environ 218 000 barils par jour, et la production moyenne de gaz naturel a été de 462 Mpi³/j. Les raffineries ont traité en moyenne 439 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 469 000 barils bruts par jour de produits raffinés.

La dernière partie de 2014 et le premier trimestre de 2015 ont été des périodes très difficiles pour le secteur pétrolier et gazier. Le recul d'environ 55 % des prix du pétrole brut depuis juin 2014 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 8 G\$ depuis le 30 juin 2014. La société croit que les prix des marchandises vont finir par s'améliorer; toutefois, le moment où cette remontée aura lieu est incertain. La société s'attend donc à une certaine volatilité des prix du pétrole brut et des flux de trésorerie à court terme. En attendant, Cenovus se concentre sur la préservation de sa résilience financière, l'application de restrictions aux dépenses et la mise en place de mesures durables de réduction des coûts.

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 efficiences 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.

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, pour qu'elle atteigne plus de 500 000 barils par jour 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 totaliseront de 1,8 G\$ à 2,0 G\$ en 2015. Il s'agit d'une importante réduction par rapport à 2014 causée par la faiblesse persistante des prix des marchandises. Une partie de ces dépenses devrait être financée en interne à l'aide des flux de trésorerie que dégagent les activités de production de pétrole brut et de gaz naturel et les activités de raffinage de la société, ainsi que du produit de l'émission d'actions ordinaires réalisée en mars 2015. La société est encore bien positionnée pour surmonter cette période de volatilité. Afin de s'assurer de conserver sa souplesse financière, la société procédera 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

La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et est réexaminée tous les trimestres. Au premier trimestre, la société a versé un dividende de 0,2662 \$ par action, soit 222 M\$ au total, dont une tranche de 138 M\$ a été payée en numéraire (0,2662 \$ par action en 2014, soit un montant de 202 M\$ payé en numéraire). En février 2015, la société a offert un escompte de 3 % aux actionnaires qui réinvestissent leurs dividendes dans des actions ordinaires aux termes du régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »).

Innovation et environnement

Le développement de technologies, les activités de recherche et la compréhension de l'impact de la société sur l'environnement continuent de jouer 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 ») :

	Trimestre clos le 31 mars 2015		
	Participation (%)	Volumes de production nette (b/j)	Volumes de production brute (b/j)
Projets existants			
Foster Creek	50	67 901	135 802
Christina Lake	50	76 471	152 942
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 apparentée. 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)	Trimestre clos le 31 mars 2015	
	Pétrole brut ¹⁾	Gaz naturel
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	200	3
Dépenses d'investissement	413	1
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	(213)	2

1) Y compris les LGN.

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)	Trimestre clos le 31 mars 2015	
	Pétrole brut ¹⁾	Gaz naturel
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	166	78
Dépenses d'investissement	62	4
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	104	74

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.

Quelque 70 % de la superficie des terrains du secteur Hydrocarbures classiques, soit 4,5 millions d'acres nettes, sont détenus en toute propriété par Cenovus, et la société détient donc les droits miniers sur ces terrains. Environ 50 % de la production totale d'hydrocarbures classiques provient de terrains détenus en propriété inconditionnelle. Lorsque la société a ainsi une participation directe dans la production tirée de terrains détenus en propriété inconditionnelle, elle ne verse pas de redevances à un tiers, mais paie plutôt des impôts miniers au gouvernement, à un taux généralement inférieur à celui des redevances versées aux titulaires de droits miniers. Par ailleurs, une partie des terrains détenus en propriété inconditionnelle sont loués à des tiers, ce qui a donné lieu à des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation d'environ 25 M\$ pour le trimestre (environ 40 M\$ en 2014). La société continue d'évaluer les possibilités de maximiser la valeur de ses terrains détenus en propriété inconditionnelle et, lorsqu'une occasion se présentera et que les conditions du marché le justifieront, elle pourrait procéder à une transaction.

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.

	Trimestre clos le 31 mars 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)	Trimestre clos le 31 mars 2015
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	95
Dépenses d'investissement	44
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	51

FAITS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS DU TRIMESTRE

Les défis que posent les prix actuels des marchandises ont continué de peser lourdement sur le secteur au premier trimestre de 2015. Les prix de référence moyens du pétrole brut ont chuté de 28 % à 42 % par rapport à ceux du quatrième trimestre de 2014 et de 49 % à 55 % par rapport au premier trimestre de 2014. Les prix à terme des marchandises devraient rester bas jusqu'à la fin de 2015. Le prix à terme du Western Canadian Select (« WCS ») devrait s'établir en moyenne à 40 \$ US le baril d'ici la fin de 2015. Dans ce contexte, la préservation de la résilience financière, l'application de restrictions aux dépenses et la conservation des liquidités sont des mesures extrêmement importantes.

Enovus demeure bien positionnée pour surmonter cette période de volatilité. Pour préserver sa souplesse financière, la société a pris les mesures suivantes au premier trimestre :

- une réduction importante de son budget d'investissement de 2015 en janvier dans le but d'imposer de nouvelles restrictions aux dépenses d'investissement. La société prévoit que ses dépenses d'investissement de 2015 continueront d'être axées sur les activités de base et les phases d'expansion des sables bitumineux qui devraient dégager des flux de trésorerie à court terme;
- la diminution des dépenses discrétionnaires et la réaffectation de l'effectif, notamment le recours moins massif à la main-d'œuvre contractuelle, en fonction des nouveaux programmes d'investissement;
- l'émission de 67,5 millions d'actions ordinaires à 22,25 \$ l'action pour 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. Le produit net de ce financement combiné au montant de 3 G\$ disponible aux termes de la facilité de crédit engagée procurent à la société un bilan plus solide et une souplesse financière accrue;
- l'offre d'un escompte de 3 % par rapport au cours de marché moyen aux actionnaires qui participent au RRD. Pour le dividende du premier trimestre, le taux de participation se situait à environ 37 %, ce qui a entraîné des économies de 81 M\$.

Résultats d'exploitation

Le rendement des actifs en amont et des actifs de raffinage a été bon au premier trimestre. Les durées de fonctionnement des installations ont été excellentes et se sont traduites par une production moyenne de pétrole brut de 218 020 barils par jour et de 469 000 barils bruts par jour de produits raffinés, soit des hausses de 11 % et de 12 % par rapport à 2014, respectivement.

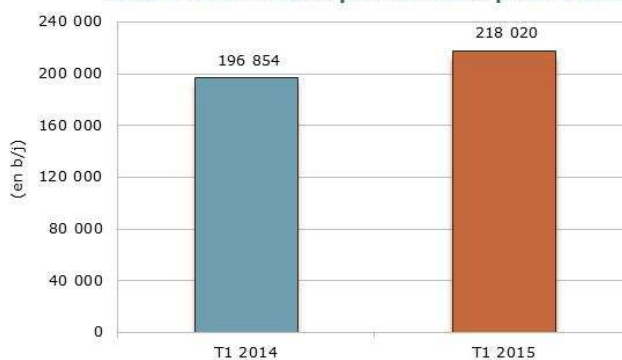
La production de pétrole brut tirée du secteur Sables bitumineux s'est élevée en moyenne à 144 372 barils par jour, soit une augmentation de 20 %. La production moyenne de Foster Creek s'est établie à 67 901 barils par jour, en hausse de 24 %, grâce à la mise en production de la phase F en septembre 2014 et à l'accroissement prévu de la capacité, ainsi qu'à l'augmentation de la production des nouveaux puits, dont ceux forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC}. La phase F est la onzième phase d'expansion des sables bitumineux de la société.

La production moyenne de Christina Lake s'est élevée à 76 471 barils par jour en moyenne, soit une hausse de 16 %, attribuable au fait que la phase E a atteint sa capacité nominale au cours du deuxième trimestre de 2014, à l'ajout de puits dont ceux forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC} et à la performance accrue des installations de la société, qui ont toutes contribué à la baisse du ratio d'injection de vapeur.

La production de pétrole brut tirée du secteur Hydrocarbures classiques s'est établie en moyenne à 73 648 barils par jour, ce qui représente une diminution de 4 % imputable surtout à la vente d'actifs non essentiels en 2014. La production de pétrole brut de ces actifs non essentiels s'est établie à 3 174 barils par jour au premier trimestre de 2014.

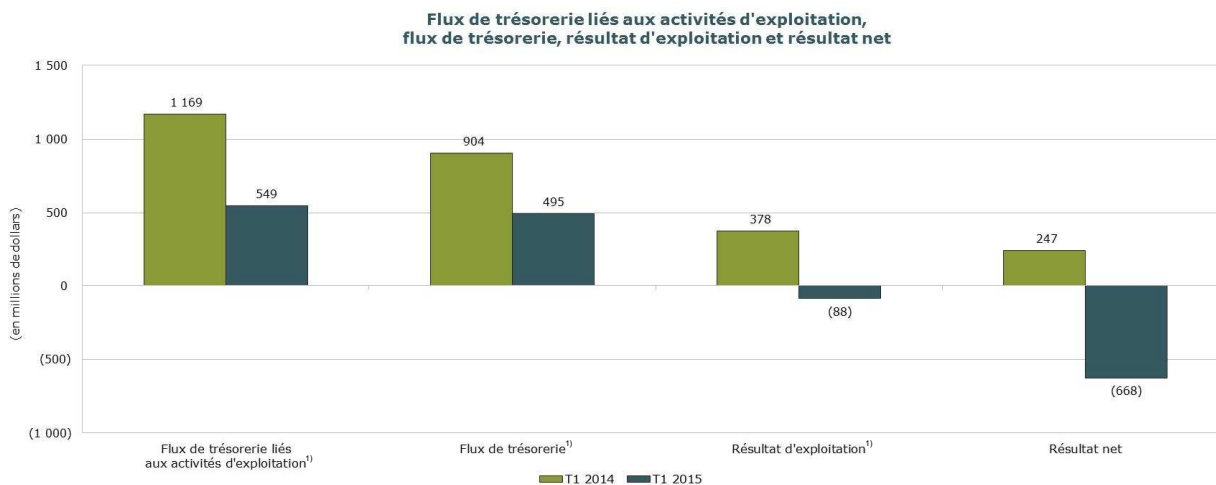
Le pétrole brut traité et la production de produits raffinés ont augmenté par rapport à 2014. Au premier trimestre de 2015, la raffinerie de Borger a réalisé une révision prévue. Au premier trimestre de 2014, la société avait exécuté avec succès la révision et la maintenance prévues de ses deux raffineries. Les raffineries de la société ont traité en moyenne 439 000 barils bruts par jour de pétrole brut (400 000 en 2014), dont 220 000 barils bruts par jour de brut lourd (195 000 en 2014). La production s'est chiffrée à 469 000 barils bruts par jour de produits raffinés, soit 49 000 barils bruts ou 12 % de plus par jour.

Total des volumes de production de pétrole brut



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.

Au premier trimestre de 2015, les prix de référence ont continué de reculer, ce qui a entraîné une importante baisse des résultats financiers de la société. Les faits saillants financiers du premier 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 53 %, pour s'établir à 549 M\$. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont se sont chiffrés à 454 M\$ (924 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 57 % et de 32 %, respectivement.

Cette diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont découlant de l'important recul des prix de vente du pétrole brut et du gaz naturel a été atténuée par les facteurs suivants :

- des profits réalisés de 137 M\$ liés à la gestion des risques, exclusion faite du secteur Raffinage et commercialisation, comparativement à des pertes de 35 M\$ en 2014;
- un accroissement de 11 % des volumes de vente de pétrole brut;
- une baisse des redevances attribuable essentiellement au recul des prix de vente du pétrole brut;
- une réduction de 5,13 \$ le baril des charges d'exploitation liées au pétrole brut, qui se sont établies à 12,83 \$ le baril; cette réduction découle principalement d'une augmentation des volumes de production, 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 diminué de 150 M\$ ou 61 %. Cette diminution reflète la hausse du coût du pétrole brut lourd alimentant les raffineries par rapport au prix de référence du West Texas Intermediate (« WTI ») et la baisse des marges de craquage moyennes sur le marché, facteurs qui ont été compensés en partie par l'amélioration des marges sur la vente de produits secondaires, comme le coke et le bitume, une progression de la production de produits raffinés et la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Flux de trésorerie

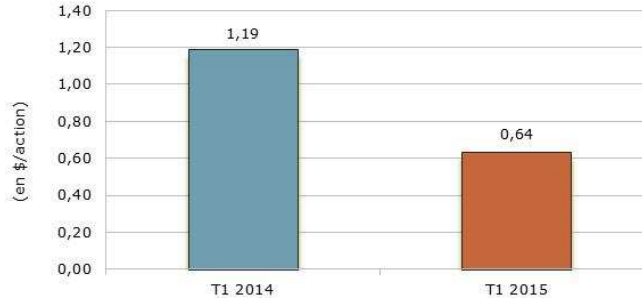
Les flux de trésorerie ont diminué de 45 % pour s'établir à 495 M\$, surtout à cause du recul des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, comme il en été fait mention ci-dessus, compensé en partie par une réduction de la charge d'impôts exigible.

Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation a diminué de 466 M\$ principalement à cause des facteurs suivants :

- la diminution des flux de trésorerie mentionnée ci-dessus;
- une perte de change latente de 9 M\$ liée à des éléments d'exploitation comparativement à un profit de 53 M\$ en 2014;
- un accroissement de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement lié essentiellement à l'augmentation de la production.

Flux de trésorerie par action, après dilution



Ces éléments ont été en partie compensés par un recouvrement lié aux primes d'intéressement à long terme et la réduction de la charge d'impôt différé.

Résultat net

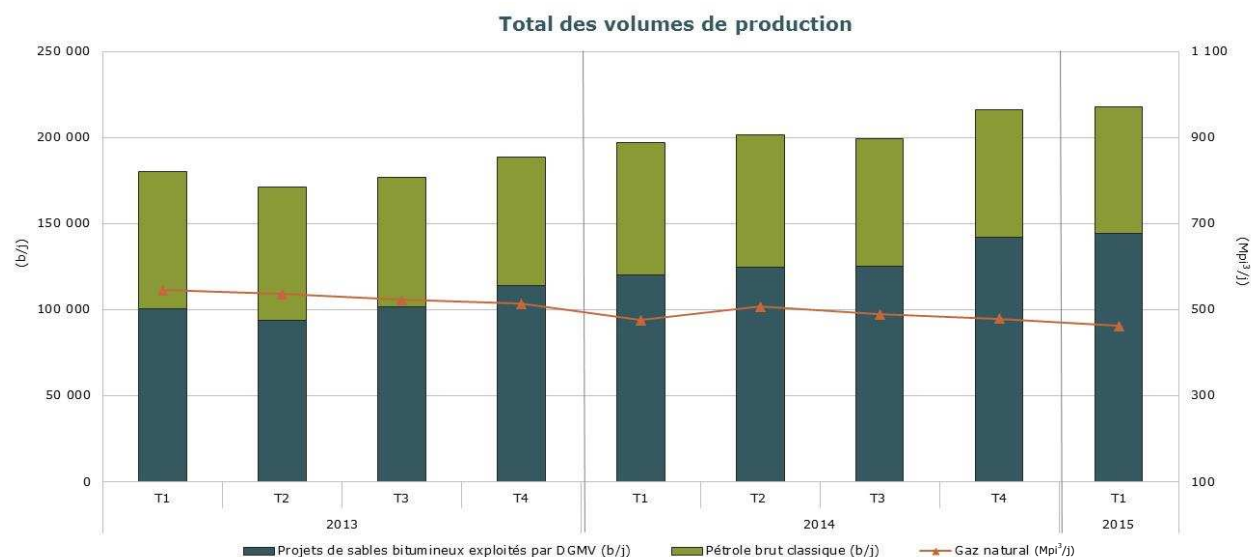
La société a inscrit une perte nette de 668 M\$ pour le trimestre comparativement à un bénéfice net de 247 M\$ en 2014. Cette variation est principalement imputable à des pertes de change latentes autres que d'exploitation de 514 M\$ comparativement à une perte de 196 M\$ en 2014. En outre, la diminution découle d'une perte d'exploitation mentionnée ci-dessus et de pertes latentes liées à la gestion des risques comparativement à des gains en 2014. La diminution du résultat net a été en partie annulée par la réduction de la charge 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'imposition de restrictions sur les 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 de 2015.

Les dépenses d'investissement du trimestre se sont chiffrées à 529 M\$, en baisse de 36 %. La société a interrompu la plupart des programmes de forage du secteur Hydrocarbures classiques dans le sud de l'Alberta et en Saskatchewan en raison de la faiblesse actuelle des prix des marchandises. Les travaux d'expansion de la phase G de Foster Creek et de la phase F de Christina Lake se poursuivent. Cependant, les travaux de construction de la phase H de Foster Creek, de la phase G de Christina Lake et de la phase A de Narrows Lake ont été reportés à cause de la faiblesse des prix des marchandises.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION



Volumes de production de pétrole brut

(en barils par jour)

	Trimestres clos les 31 mars		2014
	2015	Variation	
Sables bitumineux			
Foster Creek	67 901	24 %	54 706
Christina Lake	76 471	16 %	65 738
	144 372	20 %	120 444
Hydrocarbures classiques			
Pétrole lourd (autre)	37 155	(9) %	40 799
Pétrole moyen et léger	35 135	2 %	34 598
LGN ¹⁾	1 358	34 %	1 013
	73 648	(4) %	76 410
Total de la production de pétrole brut	218 020	11 %	196 854

¹⁾ Les LGN comprennent les volumes de condensats.

La production à Foster Creek s'est accrue par rapport à celle du premier trimestre de 2014 grâce à l'ajout de la production provenant de la phase F en septembre 2014 et à l'accroissement prévu de la capacité, ainsi qu'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 devraient atteindre leur plein rendement environ 18 mois après leur mise en service.

La production à Christina Lake a augmenté au premier trimestre du fait que la phase E a atteint la capacité nominale au deuxième trimestre de 2014, que des puits ont été ajoutés, y compris ceux forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC} de la société, et que le rendement des installations de la société s'est accru. Tous ces facteurs ont contribué à la baisse du ratio d'injection de vapeur.

La production de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques a diminué en 2015 surtout à cause de la vente de biens non essentiels de la société en 2014.

Volumes de production de gaz naturel

	Trimestres clos les 31 mars	
	2015	2014
Hydrocarbures classiques	442	457
Sables bitumineux	20	19
	462	476

Au premier trimestre de 2015, la production de gaz naturel a diminué comme prévu. La société continue de consacrer la plus grande partie de ses dépenses d'investissement aux biens pétroliers.

Prix nets opérationnels

	Pétrole brut ¹⁾ (\$/baril)		Gaz naturel (\$/kpi ³)	
	Trimestres clos les 31 mars 2015	2014	Trimestres clos les 31 mars 2015	2014
Prix ²⁾	31,08	73,12	3,05	4,47
Redevances	1,16	5,74	0,05	0,06
Transport et fluidification ^{2), 3)}	5,31	2,59	0,12	0,11
Charges d'exploitation	12,83	17,96	1,26	1,26
Taxes à la production et impôts miniers	0,22	0,42	0,01	(0,01)
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	11,56	46,41	1,61	3,05
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	6,58	(2,00)	0,29	-
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	18,14	44,41	1,90	3,05

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 22,29 \$ le baril au premier trimestre (34,54 \$ le baril en 2014).

3) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits. Aucune réduction de valeur des stocks de produits n'avait été comptabilisée au premier trimestre de 2014.

Au premier trimestre, le prix net opérationnel moyen pour le pétrole brut, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a diminué de 34,85 \$ le baril par rapport à 2014 surtout à cause de la baisse des prix de vente, qui était conforme au recul des prix de référence; cette diminution a été atténuée par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. L'affaiblissement du dollar canadien au premier trimestre a eu un effet positif d'environ 3,50 \$ sur le prix du baril de pétrole brut de la société.

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 de 1,44 \$ le kpi³, surtout en raison de la baisse des prix de vente, elle-même conforme au recul du prix de référence AECO.

Raffinage¹⁾

	2015	Variation	2014
Production de pétrole brut (kb/j)	439	10 %	400
Pétrole lourd	220	13 %	195
Produits raffinés (kb/j)	469	12 %	420
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	95	8 %	87

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

La production de pétrole brut et de produits raffinés a augmenté par rapport à 2014. Au premier trimestre de 2015, la société a exécuté la révision prévue à Borger. Au premier trimestre de 2014, la société avait effectué la révision et la maintenance prévues de ses deux raffineries.

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⁾

	T1 2015	Variation	T4 2014	T1 2014
Prix du pétrole brut (\$ US/b)				
Brent				
Moyenne	55,17	(28) %	76,98	107,90
Fin de la période	55,11	(4) %	57,33	107,76
WTI				
Moyenne	48,63	(34) %	73,15	98,68
Fin de la période	47,60	(11) %	53,27	101,58
Écart moyen Brent/WTI	6,54	71 %	3,83	9,22
WCS²⁾				
Moyenne	33,90	(42) %	58,91	75,55
Fin de la période	37,30	(1) %	37,59	80,71
Écart moyen des contrats à terme normalisés sur le Brent/WTI	14,73	3 %	14,24	23,13
Condensats (C5 à Edmonton)				
Moyenne	45,62	(35) %	70,57	102,64
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	3,01	17 %	2,58	(3,96)
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	(11,72)	1 %	(11,66)	(27,09)
Moyenne des prix des produits raffinés (\$ US/b)				
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	62,45	(23) %	81,26	113,04
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	70,33	(31) %	101,48	125,83
Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries (\$ US/b)				
Chicago	16,53	13 %	14,60	18,55
Groupe 3	17,46	31 %	13,28	17,41
Moyenne des prix du gaz naturel				
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	2,95	(26) %	4,01	4,76
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³)	2,98	(26) %	4,00	4,94
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/kpi ³)	0,57	30 %	0,44	0,60
Taux de change (\$ US/\$ CA)				
Moyenne	0,806	(9) %	0,881	0,906

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 42,06 \$ le baril au premier trimestre (83,39 \$ le baril en 2014).

Prix de référence – pétrole brut

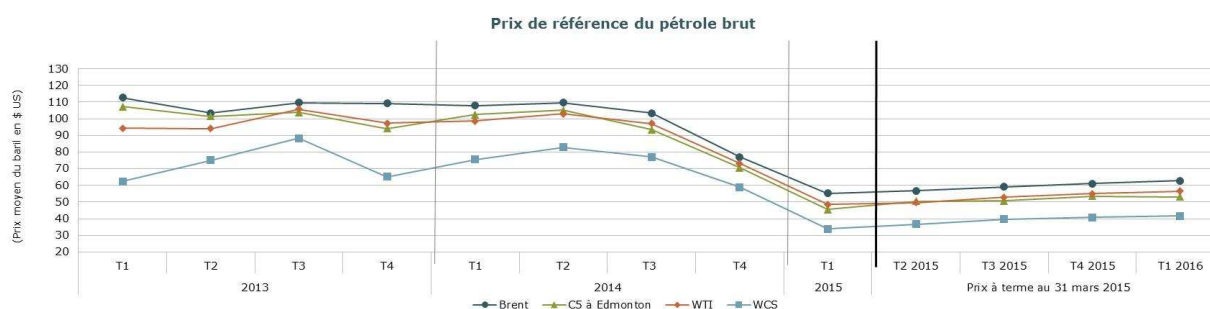
Au premier trimestre de 2015, les prix de référence du pétrole brut ont continué de diminuer par rapport au quatrième trimestre de 2014. Les prix de référence moyens du Brent, du WTI et du WCS ont reculé en raison d'un déséquilibre mondial entre l'offre et la demande qui a commencé au deuxième semestre de 2014 et a perduré au premier trimestre de 2015. Ce déséquilibre à l'échelle mondiale est imputable au ralentissement de la conjoncture économique partout dans le monde, sauf aux États-Unis, et à la solide croissance de l'offre de pétrole brut en Amérique du Nord, qui a été accentuée par la décision de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») de maintenir sa production de pétrole brut à son niveau actuel et de cesser d'assumer son rôle de régulateur de l'offre. Malgré la baisse considérable des prix du pétrole brut, le déséquilibre mondial ne s'est pas amélioré de manière notable jusqu'à maintenant en 2015, ce qui a entraîné un accroissement des stocks de pétrole brut aux États-Unis qui continue de pousser les prix à la baisse.

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. Au premier trimestre de 2015, le prix moyen du pétrole brut Brent a diminué de 52,73 \$ US le baril, ou 49 %, par rapport à 2014. Ce recul est principalement 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 2,68 \$ US le baril, ou 29 %, au premier trimestre de 2015 par rapport à 2014, en raison de l'accroissement de la capacité de transport par pipeline vers la côte américaine du golfe du Mexique, qui s'est traduit par une augmentation du prix du WTI par rapport au Brent.

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 8,40 \$ US le baril, ou 36 %, par rapport au premier trimestre de 2014 principalement 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 de raffinage de pétrole lourd existants et à de nouveaux marchés américains et de l'augmentation de la demande de pétrole brut lourd grâce à la mise en service de nouvelles installations de cokéfaction dans la région de Chicago.

La fluidification du bitume et du pétrole lourd au moyen de condensats permet le transport de la production actuelle 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. Comme l'offre de condensats en Alberta ne suffit pas à la demande, les prix des condensats à Edmonton sont tributaires des prix des condensats sur la côte américaine du golfe du Mexique, auxquels s'ajoute la valeur attribuée au transport des condensats jusqu'à Edmonton. Comparativement au premier trimestre de 2014, l'écart moyen WTI-condensats a varié de 6,97 \$ US le baril, les condensats se vendant à un escompte par rapport au WTI en 2015 alors qu'ils se vendaient à prime en 2014. Cette variation est surtout liée à l'accroissement de l'offre découlant de la chute plus importante des prix des condensats que celle des prix du WTI. Enfin, l'écart moyen WCS-condensats s'est rétréci de 15,37 \$ US le baril surtout grâce à l'amélioration de l'infrastructure de transport tant pour les importations de condensats en Alberta que pour les exportations de pétrole lourd vers le marché.

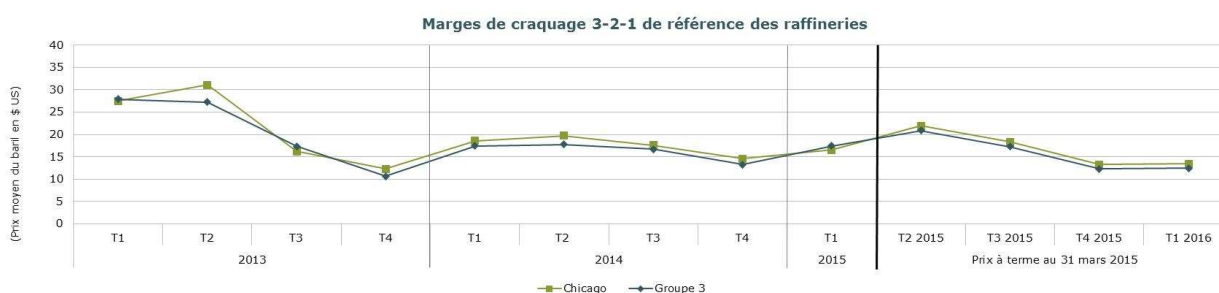


Prix de référence – raffinage

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 44 % au premier trimestre de 2015 par rapport à 2014 à cause de la faiblesse des prix mondiaux du pétrole brut. Les marges de craquage 3-2-1 moyennes à Chicago ont chuté de 11 % au premier trimestre par rapport à 2014 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 légèrement accrues par suite d'une interruption de service non planifiée des raffineries qui s'est traduite 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 premier trimestre de 2015, les prix moyens du gaz naturel ont diminué en raison surtout de l'accroissement de l'offre provenant des États-Unis.

Taux de change de référence

Tous 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 raffermirait, 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 premier trimestre de 2015, le dollar canadien s'est incliné de 0,10 \$ ou 11 % par rapport à 2014 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 a eu une incidence positive d'environ 350 M\$ sur les produits des activités ordinaires de la société et a entraîné une augmentation de 318 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 millions de dollars, sauf les montants par action)	2015	2014				2013			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Produits des activités ordinaires	3 141	4 238	4 970	5 422	5 012	4 747	5 075	4 516	4 319
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation¹⁾	549	539	1 154	1 296	1 169	976	1 153	1 125	1 214
Flux de trésorerie¹⁾	495	401	985	1 189	904	835	932	871	971
dilués par action	0,64	0,53	1,30	1,57	1,19	1,10	1,23	1,15	1,28
Résultat d'exploitation¹⁾	(88)	(590)	372	473	378	212	313	255	391
dilué par action	(0,11)	(0,78)	0,49	0,62	0,50	0,28	0,41	0,34	0,52
Résultat net	(668)	(472)	354	615	247	(58)	370	179	171
de base par action	(0,86)	(0,62)	0,47	0,81	0,33	(0,08)	0,49	0,24	0,23
dilué par action	(0,86)	(0,62)	0,47	0,81	0,33	(0,08)	0,49	0,24	0,23
Dépenses d'investissement²⁾	529	786	750	686	829	898	743	706	915
Dividendes									
Dividendes en numéraire	138	201	201	201	202	183	182	183	184
Dividendes en actions émises sur le capital social	84	-	-	-	-	-	-	-	-
par action	0,2662	0,2662	0,2662	0,2662	0,2662	0,242	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 premier trimestre, les produits des activités ordinaires ont diminué de 1 871 M\$, soit 37 %, par rapport à 2014 surtout à cause de l'important recul des prix des marchandises.

Les produits en amont ont décliné de 42 % principalement en raison de la forte baisse des prix de vente du pétrole brut fluidifié et du gaz naturel de la société, qui est conforme avec la diminution de 55 % du prix de référence du WCS et de 38 % du prix de référence AECO.

(en millions de dollars)

Produits des activités ordinaires du trimestre clos le 31 mars 2014	5 012
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :	
Sables bitumineux	(480)
Hydrocarbures classiques	(364)
Raffinage et commercialisation	(1 162)
Activités non sectorielles et éliminations	135
Produits des activités ordinaires du trimestre clos le 31 mars 2015	3 141

La diminution des produits en amont a été annulée en partie par les facteurs suivants :

- l'accroissement de 11 % des ventes de pétrole brut;
- la diminution de 79 M\$ des redevances découlant surtout de la baisse des prix de vente du pétrole brut.

Les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont diminué de 36 %. Les produits tirés des activités de raffinage 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; ce facteur a été en partie compensé par l'accroissement 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 effectuées par le groupe de commercialisation ont diminué à cause essentiellement de la baisse des prix de vente du pétrole brut et du gaz naturel, qui a été contrebalancée en partie par l'accroissement des volumes de brut achetés.

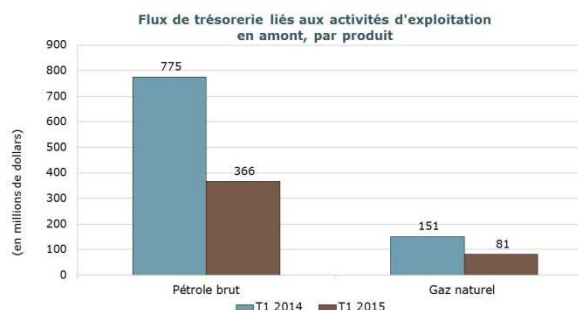
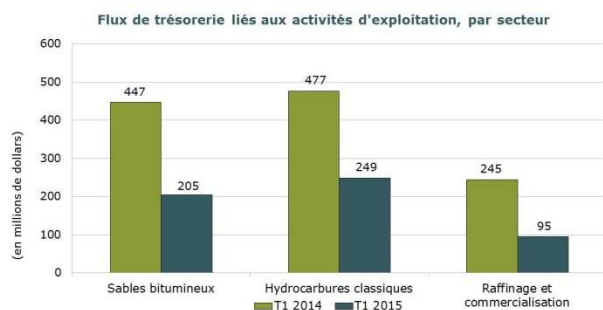
Enfin, les produits tirés du secteur Activités non sectorielles et éliminations se rapportent aux ventes et aux produits d'exploitation qui s'effectuent entre les secteurs; ils sont comptabilisés aux prix de cession interne, eux-mêmes établis en fonction des prix en vigueur sur le marché.

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

	Trimestres clos les 31 mars	
	2015	2014
(en millions de dollars)		
Produits des activités ordinaires	3 247	5 253
(Ajouter) déduire :		
Produits achetés	1 838	2 820
Frais de transport et de fluidification	528	653
Charges d'exploitation	478	574
Taxe sur la production et impôts miniers	5	7
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(151)	30
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	549	1 169



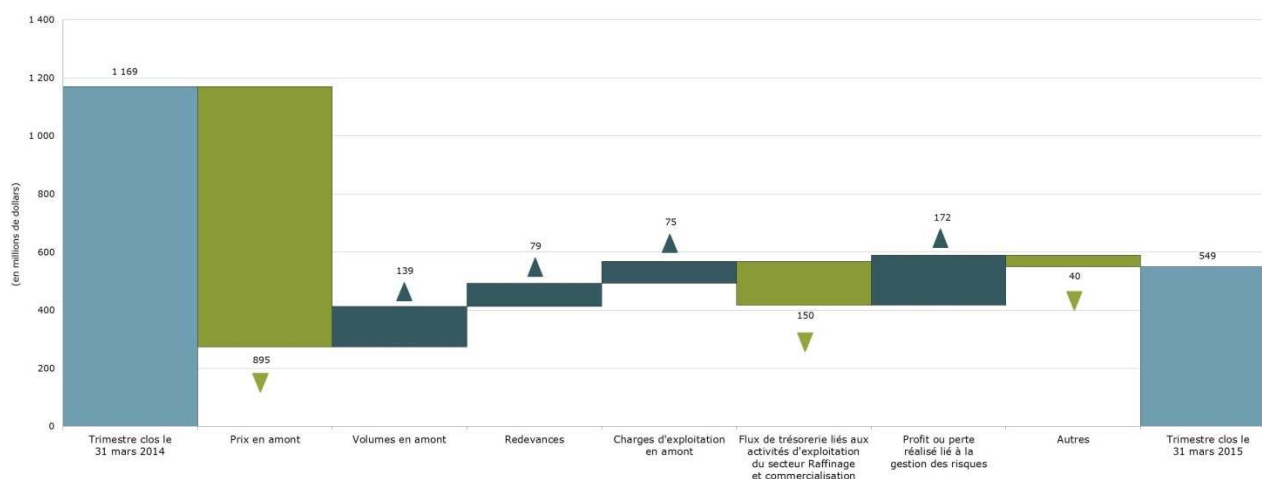
Comme le montre le graphique ci-dessous, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont diminué de 53 % au premier trimestre par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2014; les facteurs qui ont influé sur les flux de trésorerie sont les suivants :

- la diminution de 57 % du prix de vente moyen du pétrole brut de la société, qui s'est établi à 31,08 \$ le baril, et une réduction de 32 % du prix de vente moyen du gaz naturel, qui s'est chiffré à 3,05 \$ le kpi³, ce qui cadre avec l'importante chute des prix de référence correspondants;
- le recul des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation par suite de la hausse des coûts du pétrole brut lourd alimentant les raffineries par rapport au WTI et de la diminution des marges de craquage moyennes, facteurs qui ont été en partie compensés par l'amélioration des marges sur la vente de produits secondaires découlant de la baisse des coûts d'alimentation globaux, un accroissement de la production de produits raffinés et l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

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

- un profit réalisé de 137 M\$ lié à la gestion des risques, compte non tenu du secteur Raffinage et commercialisation, comparativement à une perte de 35 M\$ en 2014;
- un accroissement de 11 % des volumes de vente de pétrole brut de la société;
- une baisse des redevances attribuable à une diminution des prix de vente du pétrole brut et du gaz naturel;
- une réduction des charges d'exploitation liées au pétrole brut de 5,13 \$ le baril, charges qui se sont chiffrées à 12,83 \$ le baril surtout grâce à l'accroissement de la production de pétrole brut, à la baisse des activités de reconditionnement, à une diminution des coûts en carburant liée à la baisse des prix du gaz naturel et à une décroissance des coûts liés aux travaux de réparation et de maintenance.

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 31 mars	
	2015	2014
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	275	457
(Ajouter) déduire :		
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(54)	(42)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(166)	(405)
Flux de trésorerie	495	904

Les flux de trésorerie du premier trimestre de 2015 ont diminué de 409 M\$ surtout en raison de la baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, comme il en est fait mention ci-dessus. Cette diminution des flux de trésorerie a été contrebalancée en partie par un produit d'impôt exigible en 2015.

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.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2015	2014
Résultat avant impôt sur le résultat	(781)	358
Ajouter (déduire) :		
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ¹⁾	145	(26)
(Profit) perte de change latent autre que d'exploitation ²⁾	514	196
(Profit) perte à la vente d'actifs	(16)	-
Résultat d'exploitation avant impôt sur le résultat	(138)	528
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(50)	150
Résultat d'exploitation	(88)	378

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 premier trimestre de 2015, la diminution de 466 M\$ du résultat d'exploitation est imputable à :

- la diminution des flux de trésorerie dont il est fait mention plus haut;
- une perte de change latente de 9 M\$ liée aux éléments d'exploitation comparativement à un profit de 53 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 du secteur Sables bitumineux.

Ces diminutions ont été en partie compensées par un recouvrement lié aux primes d'intéressement à long terme comparativement à une charge en 2014 et par la réduction de l'impôt différé découlant essentiellement d'une baisse du résultat avant impôt.

Résultat net

(en millions de dollars)

Résultat net du trimestre clos le 31 mars 2014	247
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹⁾	(620)
Activités non sectorielles et éliminations :	
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques	(171)
Profit (perte) de change latent	(380)
Profit (perte) à la vente d'actifs	16
Charges ²⁾	61
Amortissement et épuisement	(45)
Impôt sur le résultat	224
Résultat net du trimestre clos le 31 mars 2015	(668)

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 a diminué de 915 M\$ au premier trimestre de 2015 principalement en raison des facteurs suivants :

- une baisse du résultat d'exploitation de 466 M\$, qui a été analysée plus haut;
- une perte de change latente autre que d'exploitation de 514 M\$ (perte de change latente de 196 M\$ pour 2014);
- des pertes latentes liées à la gestion des risques de 145 M\$ (profits latents liés à la gestion des risques de 26 M\$ en 2014).

Ces baisses ont été en partie annulées par le facteur qui suit :

- une réduction de l'impôt différé par suite de la diminution du bénéfice de source canadienne et américaine et par des pertes latentes liées à la gestion des risques comparativement à des profits en 2014.

Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2015	2014
Sables bitumineux	414	527
Hydrocarbures classiques	66	270
Raffinage et commercialisation	44	23
Activités non sectorielles	5	9
Dépenses d'investissement	529	829
Acquisitions	-	1
Sorties d'actifs	(16)	(2)
Dépenses d'investissement, montant net¹⁾	513	828

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 l'imposition de restrictions sur les dépenses 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 de 2015.

Les dépenses d'investissement du premier trimestre de 2015 se sont chiffrées à 529 M\$, en baisse de 36 %. 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, qui perdure. 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.

Au premier trimestre de 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 principalement liés aux phases d'expansion à court terme et visant 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, dont les équipes 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 capitaux engagés, c'est-à-dire les dépenses d'investissement nécessaires pour poursuivre les activités d'expansion autorisées à l'égard des projets à phases multiples de la société et pour exercer ses activités commerciales existantes;
- en deuxième lieu, ils sont affectés au versement de dividendes afin d'offrir un rendement global solide aux actionnaires;
- en troisième lieu, ils sont affectés au capital-développement ou aux investissements discrétionnaires, à savoir les dépenses d'investissement engagées pour les projets allant au-delà de ceux visés par les capitaux engagés.

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.

En janvier 2015, dans le contexte actuel de la faiblesse des prix des marchandises, la société a revu son budget d'investissement de 2015 afin de favoriser la conservation des liquidités et le maintien de la vigueur de son bilan. Cenovus prévoit que ses dépenses d'investissement annuelles totales se chiffreront entre 1,8 G\$ et 2,0 G\$ en 2015. 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 ainsi que le communiqué de presse daté du 28 janvier 2015 qui porte sur le nouveau budget de 2015. Le communiqué de presse se trouve sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com, sur SEDAR à l'adresse sedar.com et sur EDGAR à l'adresse sec.gov.

(en millions de dollars)

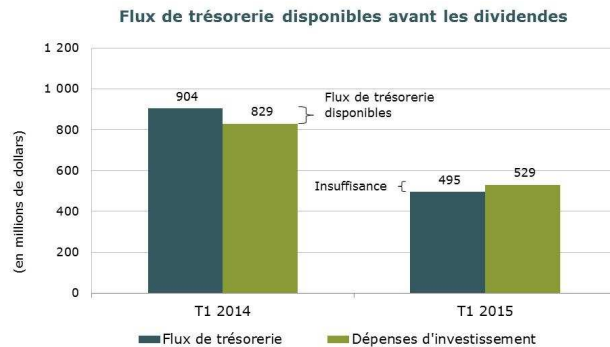
Trimestres clos les 31 mars

Flux de trésorerie¹⁾
Dépenses d'investissement (capitaux engagés et capital-développement)
Flux de trésorerie disponibles²⁾
Dividendes en numéraires

2015	2014
495	904
529	829
(34)	75
138	202
(172)	(127)

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

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



Les flux de trésorerie dégagés par les activités de pétrole brut, de gaz naturel et de raffinage devraient financer une partie des besoins de trésorerie; le reste devrait être financé par l'utilisation prudente de la capacité d'emprunt et la gestion du portefeuille d'actifs. Au premier trimestre de 2015, Cenovus a émis 67,5 millions d'actions ordinaires pour un produit net de 1,4 G\$. Se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion pour en savoir plus à ce sujet.

SECTEURS À PRÉSENTER

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

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

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

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



Activités non sectorielles et éliminations, qui comprend principalement les profits ou les pertes latents comptabilisés à l'égard des instruments financiers dérivés, les profits ou pertes à la sortie d'actifs, ainsi que d'autres coûts de Cenovus au titre des activités générales, 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 31 mars	
	2015	2014
Sables bitumineux	729	1 209
Hydrocarbures classiques	422	786
Raffinage et commercialisation	2 096	3 258
Activités non sectorielles et éliminations	(106)	(241)
	3 141	5 012

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.

Au premier trimestre de 2015 par rapport au même trimestre de 2014, les principaux événements qui ont eu une incidence sur le secteur Sables bitumineux sont l'accroissement de 24 % de la production de Foster Creek, qui a atteint 67 901 barils par jour en moyenne, et l'augmentation de 16 % de la production de Christina Lake, qui s'est élevée à 76 471 barils par jour en moyenne, car les durées de fonctionnement des installations ont été très bonnes. La production de Foster Creek s'est accrue principalement grâce à la mise en service de la phase F. La production de Christina Lake a augmenté surtout parce que la phase E a atteint sa capacité nominale au deuxième trimestre de 2014.

Sables bitumineux – pétrole brut

Résultats financiers et unitaires

(en millions de dollars, sauf indication contraire ¹⁾)	Trimestre clos le 31 mars 2015		Trimestre clos le 31 mars 2014	
		\$ par part		\$ par part
Chiffre d'affaires brut	723	57	1 230	116
Déduire : redevances	3	-	51	5
Produits des activités ordinaires	720	57	1 179	111
Charges				
Transport et fluidification	470	37	559	53
Activités d'exploitation	139	11	170	16
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(89)	(7)	22	2
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	200	16	428	40
Dépenses d'investissement	413		525	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation déduction faite des dépenses d'investissement connexes	(213)		(97)	

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

L'excédent des dépenses d'investissement par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Sables bitumineux était 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

Au premier trimestre, le prix de vente moyen du pétrole brut s'est situé à 26,04 \$ le baril, soit 60 % de moins qu'en 2014, car les prix obtenus par Cenovus ont continué de subir l'incidence 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 34 % et s'est chiffré à un escompte de 3,21 \$ US le baril (4,90 \$ US le baril en 2014), principalement grâce à un meilleur accès aux raffineries de la côte américaine du Golfe du Mexique capables de traiter du pétrole brut lourd. Au premier trimestre, 86 % de la production de Christina Lake a été vendue à titre de CDB (84 % en 2014), le reste étant vendu à même le WCS. La production de Christina Lake, qu'elle soit offerte à titre de CDB ou incorporée au WCS et alors assujettie à une charge de péréquation liée à la qualité, se vend à escompte par rapport au WCS.

Volumes de production

(en barils par jour)

	Trimestres clos les 31 mars		2014
	2015	Variation	
Foster Creek	67 901	24 %	54 706
Christina Lake	76 471	16 %	65 738
	144 372	20 %	120 444

La production à Foster Creek a augmenté par rapport au premier trimestre de 2014 grâce à la mise en service de la phase F en septembre 2014 et à l'augmentation de la production des puits additionnels forés, notamment ceux forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC}. La mise en production progressive des puits de la phase F se déroule comme prévu, et cette phase devrait atteindre sa capacité nominale environ 18 mois après son démarrage.

La production à Christina Lake a augmenté au premier trimestre du fait que la phase E a atteint sa capacité de production nominale au cours du deuxième trimestre de 2014, que le nombre de puits forés était plus élevé, notamment ceux forés à l'aide de la technologie Wedge Well^{MC}, et que le rendement des installations de la société s'est accru. Tous ces facteurs ont contribué à la baisse du ratio d'injection de vapeur.

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 réalisés. 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 31 mars	
	2015	2014
Foster Creek	(1,2)	8,1
Christina Lake	3,1	7,1

Les redevances ont diminué de 48 M\$ au premier trimestre de 2015, principalement à cause du recul des prix de vente du pétrole brut, qui a été atténué par l'accroissement des volumes de vente. C'est pourquoi le calcul des redevances à Foster Creek a été effectué en fonction des produits bruts au premier trimestre de 2015, alors qu'en 2014 il reposait sur le résultat net.

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, ce qui a donné lieu à un taux de redevance négatif à Foster Creek pour le trimestre. La société a comptabilisé le crédit correspondant au premier trimestre de 2015. Exclusion faite de ce crédit, le taux de redevance réel de Foster Creek aurait été de 5,9 %.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont baissé de 89 M\$, soit 16 %. 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, qui concorde 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 62 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 correspond 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 sur le réseau pipelinier Flanagan South, qui lui permettra d'accroître ses occasions de vente sur le marché américain qui procure 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 premier trimestre de 2015, la société a acheminé par transport ferroviaire en moyenne 11 871 barils bruts de pétrole brut par jour, dont 18 expéditions par train-bloc (1 964 barils bruts par jour, dont 3 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 premier trimestre de 2015 ont été la main-d'œuvre, le carburant, les reconditionnements et les réparations et la maintenance. Au total, les charges d'exploitation ont diminué de 31 M\$ ou 4,99 \$ le baril, en raison surtout de l'accroissement de la production, de la baisse des prix du gaz naturel qui a entraîné une diminution des coûts du carburant et d'une réduction des reconditionnements.

Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Trimestres clos les 31 mars		
	2015	Variation	2014
Foster Creek			
Carburant	2,96	(46) %	5,45
Autres coûts	11,52	(16) %	13,64
Total	14,48	(24) %	19,09
Christina Lake			
Carburant	2,19	(55) %	4,83
Autres coûts	6,03	(29) %	8,47
Total	8,22	(38) %	13,30
Total	10,97	(31) %	15,96

À Foster Creek, les coûts du carburant ont diminué de 2,49 \$ le baril surtout grâce à la baisse du prix du gaz naturel. Les coûts autres que le carburant ont diminué de 2,12 \$ le baril, surtout en raison des facteurs suivants :

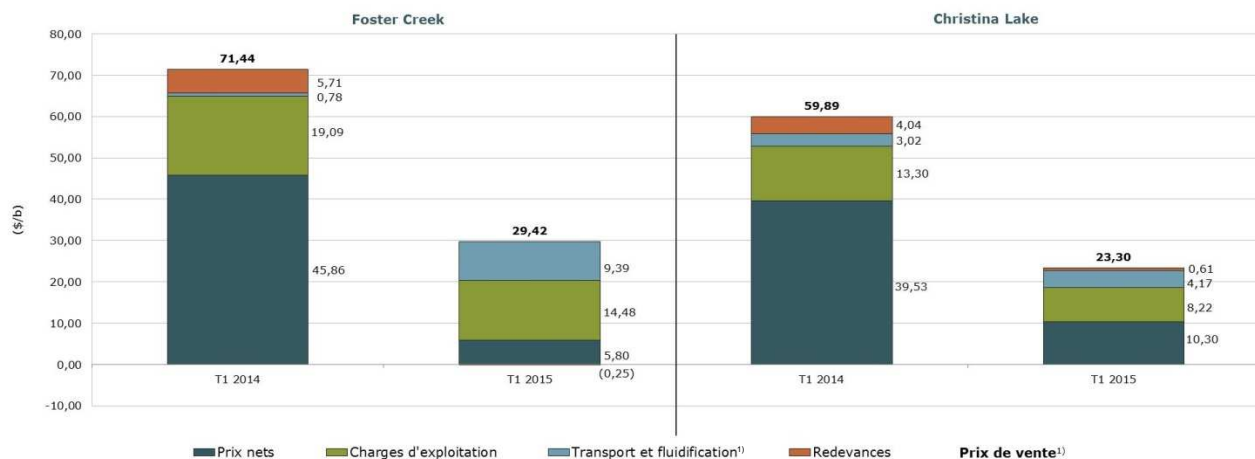
- un accroissement des volumes de production;
- une réduction des activités de reconditionnement liées à l'entretien des puits, surtout à cause d'un moins grand nombre de changements de pompe;
- une baisse des coûts d'électricité attribuable à la diminution des prix.

La diminution des coûts autres que le carburant a été en partie annulée par l'augmentation des coûts des produits chimiques.

À Christina Lake, le coût du carburant a diminué de 2,64 \$ le baril par suite de la baisse du prix du gaz naturel et d'une diminution de la consommation de carburant par baril. Les coûts autres que le carburant ont diminué de 2,44 \$ le baril, en raison principalement des facteurs suivants :

- une augmentation de la production;
- une baisse des coûts de traitement des déchets et des liquides et des frais de transport par camion par suite de l'optimisation du procédé chimique;
- une réduction des activités de reconditionnement liées à l'entretien des puits, surtout à cause d'un moins grand nombre de changements de pompe;
- une réduction des coûts de réparation et d'entretien grâce à l'accent mis sur les activités d'exploitation critiques.

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 30,57 \$ le baril au premier trimestre (48,35 \$ le baril en 2014) pour Foster Creek et à 31,60 \$ le baril (52,81 \$ le baril en 2014) pour Christina Lake.

Gestion des risques

Au premier trimestre, les activités liées à la gestion des risques ont engendré des profits réalisés de 89 M\$ (pertes réalisées de 22 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 premier trimestre de 2015, déduction faite de cette consommation interne, s'est chiffrée à 20 Mpi³/j (19 Mpi³/j en 2014). Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 3 M\$ au premier trimestre (23 M\$ en 2014). Cette diminution est imputable essentiellement au recul des prix de vente réalisés pour le gaz naturel.

Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2015	2014
Foster Creek	149	221
Christina Lake	207	182
	356	403
Narrows Lake	20	47
Telephone Lake	11	52
Grand Rapids	14	11
Autres ¹⁾	13	14
Dépenses d'investissement²⁾	414	527

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 l'imposition de restrictions sur les dépenses 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 de 2015. 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

Au premier trimestre, 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 ont diminué par rapport à 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 et au forage d'un moins grand nombre de puits stratigraphiques.

Toujours au premier trimestre, 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 de la phase F et au projet d'optimisation. Les dépenses d'investissement ont augmenté par suite de l'accroissement des dépenses liées aux puits de maintien, aux travaux techniques et aux approvisionnements de la phase G, aux emplacements de puits de la phase F et à l'avancement du projet d'optimisation.

Les dépenses d'investissement à Narrows Lake ont été axées surtout sur les travaux techniques détaillés et les approvisionnements de la phase A. Les investissements ont diminué par suite de l'interruption, jusqu'à nouvel ordre, de la construction de la phase A.

Nouveaux projets

Au premier trimestre, à Telephone Lake, les dépenses d'investissement ont visé surtout l'ingénierie préliminaire des installations centrales de traitement. Les dépenses d'investissement ont diminué, car la société n'a foré aucun puits d'exploration stratigraphique au premier trimestre (31 puits d'exploration stratigraphiques en 2014).

À Grand Rapids, les dépenses d'investissement du premier trimestre ont porté essentiellement sur le forage de la troisième paire de puits du projet pilote de DGMV visant à recueillir des renseignements additionnels sur le réservoir. Les dépenses d'investissement ont augmenté à cause du démantèlement, de l'enlèvement et de l'entreposage d'installations de DGMV achetées en 2014, facteur qui a été en partie compensé par l'absence de forage de puits d'exploration stratigraphiques en 2015.

Travaux de forage¹⁾

	Puits de forage stratigraphique bruts ²⁾		Puits productifs bruts ^{3), 4)}	
	Trimestres clos les 31 mars			
	2015	2014	2015	2014
Foster Creek	122	145	13	15
Christina Lake	36	51	19	18
	158	196	32	33
Narrows Lake	-	22	-	-
Telephone Lake	-	31	-	-
Grand Rapids	-	9	1	-
Autres	-	21	-	-
	158	279	33	33

1) En plus des forages susmentionnés, la société a foré cinq puits de service bruts au premier trimestre (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. Au premier trimestre, la société a foré 7 puits (aucun 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 se poursuive dans l'immédiat, elle a décidé en janvier de ralentir ses activités d'investissement de 2015 de manière à conserver ses liquidités et à préserver la vigueur de son bilan. Pour obtenir plus de détails, le lecteur est prié de consulter le communiqué de presse daté du 28 janvier 2015 qui se trouve sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com, sur SEDAR à l'adresse sedar.com et sur EDGAR à l'adresse sec.gov. 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.

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 550 M\$ et 600 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 phase H est d'une capacité nominale initiale de 30 000 barils 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 devraient se situer entre 650 M\$ et 700 M\$ en 2015. 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, devraient se poursuivre 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. Les dépenses se rapportant aux travaux de construction de la phase G ont été reportées en raison de la faiblesse des prix des marchandises, ce qui repousse son démarrage prévu au-delà de 2017. Les travaux techniques et l'approvisionnement de la phase G devraient se poursuivre en 2015; cette phase 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 trimestre 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. La société a interrompu toute nouvelle construction pour la phase A jusqu'à ce que les prix du brut remontent.

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 foré une troisième paire de puits pilotes au premier trimestre de 2015 et prévoit entreprendre l'injection de vapeur au deuxième trimestre et poursuivre l'exploitation de son projet pilote de DGMV afin de recueillir des renseignements complémentaires sur le réservoir.

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 attribuée à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées.

Au premier trimestre de 2015, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux a augmenté de 27 M\$, 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.

La société détient les droits miniers sur quelque 70 % de la superficie des terrains du secteur Hydrocarbures classiques, soit 4,5 millions d'acres nettes, dont 2,5 millions d'acres sont mises en valeur. Environ 50 % de la production totale d'hydrocarbures classiques provient de terrains détenus en propriété inconditionnelle. Les terrains détenus en propriété inconditionnelle dans la production desquels la société détient une participation directe sont assujettis à des impôts miniers, dont le taux est généralement inférieur à celui des redevances versées au gouvernement ou aux autres titulaires des droits miniers.

Par ailleurs, des terrains de plus de 2,0 millions d'acres parmi les 4,5 millions d'acres en propriété inconditionnelle sont loués à des tiers, ce qui donne parfois lieu à des revenus sous forme de redevances. Au cours du premier trimestre de 2015, la société a ainsi tiré une production d'environ 7 400 barils d'équivalent de pétrole par jour en guise de redevances relatives à ses terrains détenus en propriété inconditionnelle, ce qui s'est traduit par des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation d'environ 25 M\$ (environ 40 M\$ en 2014).

La production de gaz naturel de la société sert de couverture économique aux achats de gaz naturel utilisé comme carburant par les activités de sables bitumineux et celles de raffinage de la société.

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

- l'établissement à 73 648 barils par jour de la production moyenne de pétrole brut, en baisse de 4 % par suite de la vente de biens non essentiels en 2014;
- l'inscription de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement, de 183 M\$, soit une diminution de 12 %.

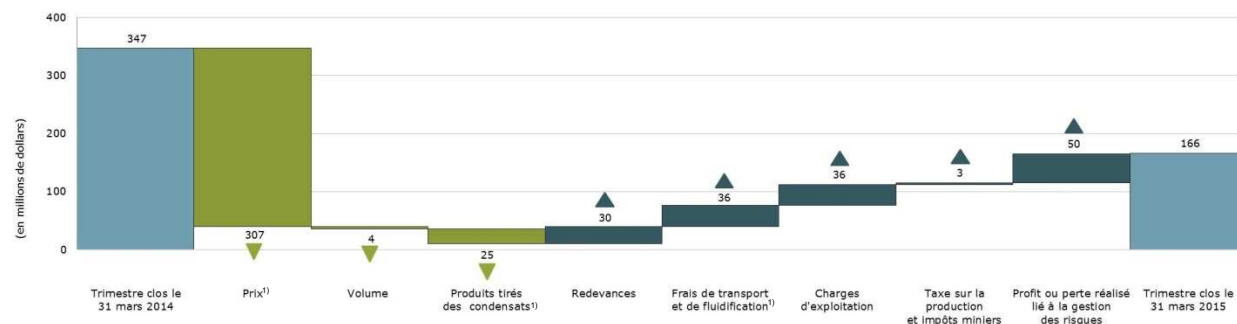
Hydrocarbures classiques – pétrole brut

Résultats financiers et unitaires

	Trimestre clos le 31 mars 2015		Trimestre clos le 31 mars 2014	
	\$ par unité		\$ par unité	
(en millions de dollars, sauf indication contraire ¹⁾)				
Chiffre d'affaires brut	315	46	651	95
Déduire : redevances	19	3	49	7
Produits des activités ordinaires	296	43	602	88
Charges				
Transport et fluidification	53	8	89	13
Activités d'exploitation	109	16	145	21
Taxe sur la production et impôts miniers	5	1	8	1
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(37)	(5)	13	2
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	166	23	347	51
Dépenses d'investissement	62		263	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	104		84	

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 a diminué de 53 % pour se chiffrer à 40,43 \$ le baril, ce qui concorde avec le recul des prix de référence du pétrole brut, qui se poursuit.

Volumes de production

(en barils par jour)

	2015	Variation	2014
Pétrole lourd	37 155	(9) %	40 799
Pétrole léger et moyen	35 135	2 %	34 598
LGN	1 358	34 %	1 013
	73 648	(4) %	76 410

La production a diminué surtout à cause de la vente de biens non essentiels en 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 30 M\$, principalement par suite d'une baisse des prix de vente réalisés. Au premier trimestre, le taux de redevance réel relatif à l'ensemble des biens de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques s'est établi à 7,5 % (9,0 % 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 premier trimestre de 2015, le calcul des redevances était fonction du résultat net alors qu'il était fondé sur les produits bruts en 2014.

Environ 50 % de la production de la société n'est pas assujettie à des redevances, mais 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 premier 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 36 M\$. Les frais de fluidification ont baissé principalement grâce à la réduction des prix des condensats. Au premier trimestre de 2015, la société a comptabilisé une réduction de valeur de 3 M\$ de ses stocks de pétrole brut, ce qui ramène leur valeur à la valeur de réalisation nette en raison du recul constant des prix du brut. Les frais de transport ont baissé de 2 M\$ grâce principalement à une diminution des volumes acheminés par transport ferroviaire. Au premier trimestre de 2015, la société a acheminé par transport ferroviaire en moyenne 1 591 barils bruts de pétrole brut par jour (5 497 barils par jour en 2014).

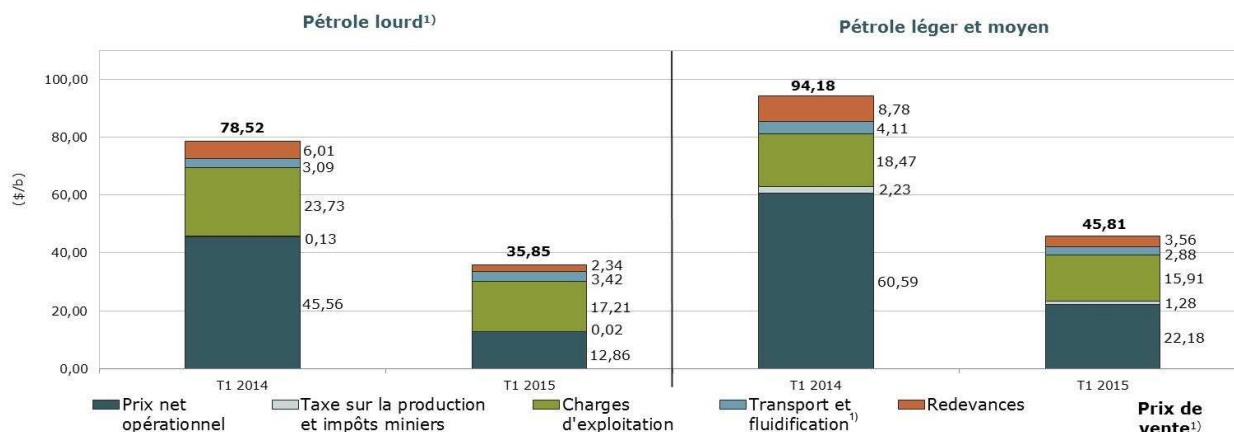
Charges d'exploitation

Les principaux éléments déterminants des charges d'exploitation de la société au premier trimestre de 2015 ont été la main-d'œuvre, les activités de reconditionnement, la consommation de produits chimiques, l'électricité et les réparations et la maintenance. Les charges d'exploitation ont baissé de 36 M\$, soit 4,77 \$ 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 coûts de l'électricité par suite d'une diminution de la consommation liée à la cession de biens non essentiels et d'un recul des prix;
- une diminution des coûts du carburant découlant principalement d'une réduction de la consommation et d'une baisse des prix du carburant.

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 11,50 \$ le baril au premier trimestre (17,56 \$ 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.

2) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits. Aucune réduction de valeur des stocks de produits n'a été comptabilisée au premier trimestre de 2014.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques du premier trimestre ont donné lieu à des profits réalisés de 37 M\$ (pertes réalisées de 13 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 31 mars	
	2015	2014
Chiffre d'affaires brut	122	184
Déduire : redevances	2	3
Produits des activités ordinaires	120	181
Charges		
Transport et fluidification	5	5
Activités d'exploitation	47	49
Taxe à la production et impôts miniers	-	(1)
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(10)	-
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	78	128
Dépenses d'investissement	4	7
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	74	121

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.

Produits des activités ordinaires

Prix

Au premier trimestre de 2015, le prix de vente moyen obtenu par la société pour le gaz naturel a diminué de 1,39 \$ le kpi³ et s'est établi à 3,07 le kpi³, ce qui cadre avec le recul persistant du prix de référence AECO.

Production

La production s'est inclinée de 3 % pour se chiffrer à 442 Mpi³ par jour, en raison surtout 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 pour le premier trimestre s'est chiffré à 1,7 % (1,3 % en 2014). La plus grande partie de la production de gaz naturel provient de terrains en propriété inconditionnelle sur lesquels la société détient les droits miniers et qui ne sont pas assujettis aux redevances. La production est plutôt assujettie à des impôts miniers, dont le taux est généralement inférieur à celui des redevances versées au gouvernement ou aux autres titulaires des droits miniers.

Charges

Transport

Les frais de transport sont demeurés stables, car la diminution des volumes de production a été neutralisée par la hausse des tarifs de transport par pipeline.

Charges d'exploitation

Au premier trimestre 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 se sont légèrement repliées par suite de la réduction du coût de l'électricité, 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 du premier trimestre ont donné lieu à des profits réalisés de 10 M\$ (néant en 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 31 mars	
	2015	2014
Pétrole lourd	22	106
Pétrole léger et moyen	40	157
Gaz naturel	4	7
	66	270

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

Pour le premier trimestre, 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. Les dépenses consenties à des activités liées au pétrole brut et au gaz naturel continuent d'être gérées en réaction à la faiblesse des prix des marchandises.

Travaux de forage du secteur Hydrocarbures classiques

(puits nets, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 mars	
	2015	2014
Pétrole brut	5	52
Remises en production	34	223
Puits d'exploration stratigraphiques bruts	-	13
Autres ¹⁾	-	16

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

Les activités de forage ont diminué au premier trimestre, ce qui reflète la décision d'interrompre la plus grande partie du programme de forage en 2015 dans le sud de l'Alberta et la Saskatchewan en raison de la faiblesse actuelle des prix des marchandises.

Dépenses d'investissement futures

Les dépenses d'investissement que la société prévoit consacrer à l'égard du pétrole brut en 2015 se situent dans une fourchette de 200 M\$ à 215 M\$ et visent principalement les investissements de maintien et le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du dioxyde de carbone de Weyburn.

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.

Au premier trimestre de 2015, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques a augmenté de 10 M\$. Cette augmentation est imputable principalement à la hausse des taux d'amortissement et d'épuisement faisant suite à la réduction des réserves prouvées.

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 premier trimestre de 2015 par rapport à 2014 a eu une incidence positive d'environ 26 M\$ sur la marge de raffinage brute de la société.

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

- l'accroissement de la production de pétrole brut et de produits raffinés en raison du calendrier des activités de révision et de maintenance prévues;
- la diminution de 61 % des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui se sont chiffrés à 95 M\$, surtout à cause de l'augmentation du coût d'alimentation en brut lourd des raffineries par rapport au coût du WTI et de la baisse des marges de craquage moyennes, facteurs en partie compensés par l'amélioration des marges réalisées sur la vente de produits secondaires, l'accroissement de la production de produits raffinés et la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain;
- l'exécution réussie d'une révision prévue à la raffinerie de Borger.

Exploitation des raffineries¹⁾

	Trimestres clos les 31 mars	
	2015	2014
Capacité liée au pétrole brut²⁾ (kb/j)	460	460
Production de pétrole brut (kb/j)	439	400
Pétrole brut lourd	220	195
Pétrole léger ou moyen	219	205
Produits raffinés (kb/j)	469	420
Essence	236	215
Distillats	144	130
Autres	89	75
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	95	87

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 premier trimestre de 2015, la production de pétrole brut et de produits raffinés de même que le taux d'utilisation du pétrole brut ont augmenté par suite de la production réduite réalisée en 2014 qui avait été causée principalement par les travaux de maintenance et de révision prévus qui ont été exécutés aux deux raffineries. Au premier trimestre de 2015, la société a procédé à une révision prévue à la raffinerie de Borger.

Le taux d'utilisation du pétrole brut représente la totalité de pétrole brut que les raffineries traitent, exprimé en pourcentage de la capacité totale de traitement. La capacité de Cenovus à traiter divers types de pétrole brut crée un avantage sur les coûts de la charge d'alimentation, puisque les raffineries traitent du pétrole brut moins coûteux. Les volumes de brut lourd traité, comme le WCS et le CDB, dépendent de la qualité et de la quantité des bruts disponibles, car chaque raffinerie adapte la charge d'alimentation totale de manière à maximiser l'avantage économique qu'elle peut en tirer. La quantité de brut lourd traité au premier trimestre de 2015 a augmenté proportionnellement à l'accroissement de la quantité totale de pétrole brut traité.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2015	2014
Produits des activités ordinaires	2 096	3 258
Produits achetés	1 838	2 820
Marge brute	258	438
Charges		
Charges d'exploitation	177	198
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(14)	(5)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	95	245
Dépenses d'investissement	44	23
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	51	222

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 premier trimestre de 2015, la marge brute s'est inclinée, principalement pour les raisons suivantes :

- 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;
- le recul d'environ 5 % des marges de craquage moyennes, imputable principalement au rétrécissement de l'écart entre le Brent et le WTI.

Le recul de la marge brute a été en partie neutralisé par les facteurs suivants :

- 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 par suite du recul de 51 % des prix du WTI;
- l'accroissement de 12 % de la production de produits raffinés;
- la dépréciation de 11 % du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les raffineries de Cenovus n'intègrent pas de carburants renouvelables à leurs produits de carburant. C'est pourquoi la société est tenue d'acheter des numéros d'identification renouvelables (« NIR »). Au premier trimestre de 2015, le coût associé aux NIR s'est chiffré à 53 M\$ (26 M\$ en 2014). Cette augmentation coïncide avec la hausse du prix de référence des NIR sur l'éthanol et l'accroissement de la production de produits raffinés. Ce coût reste une composante négligeable des coûts de la charge d'alimentation des raffineries de Cenovus.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier trimestre de 2015 ont été la main-d'œuvre, la maintenance, les services publics et les fournitures. Les charges d'exploitation ont diminué de 11 %, principalement en raison de la réduction des activités de maintenance et de révision prévues ainsi que du repli du coût des services publics qui découle de la baisse des prix du gaz naturel.

Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2015	2014
Raffinerie de Wood River	27	11
Raffinerie de Borger	17	12
Commercialisation	-	-
	44	23

Les dépenses d'investissement engagées au premier trimestre de 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. Pendant le premier trimestre de 2014, la société et son partenaire ont en effet donné leur aval à un projet de décongestion pour la raffinerie de Wood River. La société a reçu au premier trimestre de 2015 le permis qui s'y rapporte, et 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 augmenté de 7 M\$ au premier trimestre de 2015, 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 premier trimestre de 2015 ont donné lieu à des pertes latentes de 145 M\$ (des profits latents de 26 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 31 mars	
	2015	2014
Frais généraux et frais d'administration	72	109
Charges financières	121	130
Produits d'intérêts	(11)	(2)
(Profit) perte de change, montant net	515	147
Frais de recherche	7	2
(Profit) perte à la vente d'actifs	(16)	-
Autre (produit) perte, montant net	-	(1)
	688	385

Charges

Frais généraux et frais d'administration

Les principales composantes des frais généraux et frais d'administration du premier trimestre 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 37 M\$, c'est principalement grâce à une diminution des primes d'intéressement à long terme, qui s'explique par le recul du cours de l'action de Cenovus.

Charges financières

Les charges financières se composent des charges d'intérêts sur la dette à long terme, les emprunts à court terme et l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains, outre la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement. Les charges financières ont été inférieures de 9 M\$ au premier trimestre de 2015. Cette diminution est redevable essentiellement à la baisse des intérêts sur l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise, remboursé au premier trimestre de 2014; la diminution a été en partie annulée par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus, compte non tenu de l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains, était de 5,2 % au premier trimestre de 2015 (5,1 % en 2014).

Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2015	2014
(Profit) perte de change latent	523	143
(Profit) perte de change réalisé	(8)	4
	515	147

La majorité des pertes de change latentes découlant de la conversion de la dette libellée en dollars américains s'explique par la dépréciation du dollar canadien au 31 mars 2015. Le dollar canadien a en effet reculé de 9 % par rapport au dollar américain entre le 31 décembre 2014 et le 31 mars 2015.

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 premier trimestre de 2015 (20 M\$ en 2014).

Charge d'impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2015	2014
Charge d'impôt exigible		
Canada	(86)	43
États-Unis	-	32
Total de la charge d'impôt exigible	(86)	75
Charge d'impôt différé	(27)	36
	(113)	111
Taux d'imposition effectif	14 %	31 %

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.

Pour le premier trimestre de 2015, la charge d'impôt exigible a été inférieure de 161 M\$, réduction principalement attribuable à une diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation dégagés au Canada et aux États-Unis. La charge d'impôt différé a diminué de 63 M\$ en raison de la diminution du résultat net dégagé au Canada et aux États-Unis et d'une perte latente liée aux activités de gestion des risques (comparativement à un profit inscrit en 2014).

Le taux d'imposition effectif de Cenovus est fonction de la relation entre le total de la charge d'impôt et le résultat avant impôt. Le taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi 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.

La baisse du taux d'imposition effectif de la société par rapport au premier trimestre de 2014 reflète essentiellement l'augmentation des pertes de change non déductibles qui ont eu pour effet de réduire l'économie d'impôt.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2015	2014
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :		
Activités d'exploitation	275	457
Activités d'investissement	(643)	(2 397)
Flux de trésorerie avant les activités de financement, montant net	(368)	(1 940)
Activités de financement	1 292	246
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	(3)	57
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	921	(1 637)
	31 mars	31 décembre
	2015	2014
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 804	883

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont décliné de 182 M\$ au premier trimestre de 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, le fonds de roulement s'élevait à 2 026 M\$ au 31 mars 2015, contre 772 M\$ au 31 décembre 2014. La variation du fonds de roulement provient principalement du produit de l'émission d'actions ordinaires. La société s'attend à continuer de respecter ses obligations de paiement à mesure qu'elles deviennent exigibles.

Activités d'investissement

Au premier trimestre de 2015, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont chiffrés à 643 M\$, soit 1 754 M\$ de moins qu'au trimestre correspondant de 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 provenant des activités de financement ont augmenté de 1 046 M\$, principalement par suite du produit net issu de l'émission d'actions ordinaires, dont l'effet a été contrebalancé en partie par le remboursement net d'emprunts à court terme. Au premier trimestre de 2015, la société a inscrit un remboursement net d'emprunts à court terme alors qu'au trimestre correspondant de 2014, elle avait inscrit une émission nette d'instruments d'emprunt à court terme. Au cours du trimestre, la société a émis 67,5 millions d'actions ordinaires au prix de 22,25 \$ l'action, dégageant 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 premier trimestre, la société a versé un dividende de 0,2662 \$ par action, soit 222 M\$ au total (0,2662 \$ par action, soit 202 M\$, en 2014), dont 138 M\$ (202 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. La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres.

La dette à long terme de la société se situait à 5 973 M\$ au 31 mars 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 515 M\$ de la dette à long terme est liée principalement au change.

Au 31 mars 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 31 mars 2015 :

(en millions de dollars)	Montant	Échéance
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 804	Sans objet
Facilité de crédit engagée	3 000	Novembre 2018
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

La société dispose d'une facilité de crédit engagée de 3,0 G\$. Au 31 mars 2015, aucun montant n'avait été prélevé de cette facilité de crédit engagée.

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 31 mars 2015, l'encours du papier commercial était de néant.

Prospectus préalables de base aux États-Unis et au Canada

Au 31 mars 2015, aucun billet n'avait encore été émis aux termes des prospectus préalables de base aux États-Unis et au Canada.

Ratios financiers

Cenovus surveille sa structure du capital et ses besoins en financement en utilisant, entre autres, des ratios financiers hors PCGR comme le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/BAIIA ajusté. Les mesures hors PCGR qu'emploie la société se définissent comme suit : la dette s'entend des emprunts à court terme ainsi que des parties courante et non courante de la dette à long terme; 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.

	31 mars 2015	31 décembre 2014
Ratio dette/capitaux permanents	35 %	35 %
Ratio dette nette/capitaux permanents ¹⁾	27 %	31 %
Ratio dette/BAIIA ajusté (fois)	1,9 x	1,4 x
Ratio dette nette/BAIIA ajusté (fois) ¹⁾	1,3 x	1,2 x

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

Cenovus continue de viser un ratio dette/capitaux permanents de 30 % à 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de 1,0 à 2,0. Au 31 mars 2015, le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/BAIIA ajusté se situaient dans les fourchettes cibles.

Le ratio de la dette sur les capitaux permanents est resté le même, car le solde plus élevé sur la dette, qui découle des variations du change associées à 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 31 mars 2015, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société s'établissaient à 1,8 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 27 % et à 1,3 (31 % et 1,2, 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, dans certaines conditions, un nombre illimité d'actions préférentielles de premier et de second rang. Au 31 mars 2015, aucune action préférentielle n'était en circulation. Cenovus a émis 71,4 millions d'actions ordinaires au premier trimestre de 2015, à savoir 67,5 millions d'actions dans le cadre d'une émission d'actions ordinaires et 3,9 millions d'actions aux termes du RRD.

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. Le 12 février 2015, la société a annoncé que les actions ordinaires conférées aux participants du RRD seraient émises sur le capital social autorisé à un escompte de 3 % sur le cours moyen, selon la définition qui en est donnée par le RRD. Se reporter à l'adresse cenovus.com pour en savoir plus. Pour le dividende du premier trimestre, le taux de participation au RRD était d'environ 37 % et s'est traduit par une économie de 81 M\$ en trésorerie.

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 16 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 circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
31 mars 2015		
Actions ordinaires	828 533	s. o.
Options sur actions	48 015	27 206
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	8 443	1 376

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 et de la notice annuelle de 2014 portant sur la gestion des risques.

Dans la poursuite de ses objectifs stratégiques, Cenovus est exposée à divers risques. Certains de ces risques s'exercent sur le secteur pétrolier et gazier dans son ensemble tandis que d'autres sont propres aux activités de la société. La gestion active de ces risques permet à la société de mettre en œuvre sa stratégie d'affaires de manière efficace. L'exposition de la société aux risques énumérés dans le rapport de gestion annuel de 2014 n'a pas changé de manière notable depuis le 31 décembre 2014. Par ailleurs, aucun nouveau risque significatif n'a été cerné.

Pour obtenir une description des facteurs de risque et des incertitudes pouvant toucher Cenovus, se reporter à la rubrique « Mise en garde », et pour consulter une analyse exhaustive des facteurs de risque significatifs pouvant toucher Cenovus, se reporter à la notice annuelle de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2014. Les paragraphes qui suivent constituent une mise à jour des activités de gestion du risque lié aux prix des marchandises.

Risque lié aux prix des marchandises

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

La société gère le risque lié aux prix des marchandises par divers moyens, comme l'intégration 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 19 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 31 mars					
	2015			2014		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	(128)	119	(9)	34	(26)	8
Gaz naturel	(12)	11	(1)	-	1	1
Raffinage	(14)	9	(5)	(4)	(1)	(5)
Électricité	3	6	9	-	-	-
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(151)	145	(6)	30	(26)	4
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	40	(37)	3	(7)	7	-
(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt	(111)	108	(3)	23	(19)	4

Au premier trimestre 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.

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 trimestre 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 trimestre 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 trimestre clos le 31 mars 2015.

Futures prises de position en comptabilité

Aucune norme ou interprétation comptable, nouvelle ou modifiée, que la société serait tenue d'appliquer au cours de périodes à venir n'a été publiée au cours du trimestre clos le 31 mars 2015. Une description des 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 31 mars 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 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.

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 l'année 2015 sera difficile pour son secteur d'activité. Depuis décembre 2014, les prix du pétrole brut sont sensiblement inférieurs à ceux du premier semestre de 2014 et resteront sans doute relativement bas pendant toute l'année 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, ce qui devrait lui permettre de relever les défis de 2015. Elle poursuit sa stratégie à long terme, mais elle en a ralenti le rythme afin de mieux l'adapter à la faiblesse actuelle des prix des marchandises.

L'analyse des perspectives qui suit porte essentiellement sur les douze mois à venir.

Prix des marchandises sous-tendant les résultats financiers

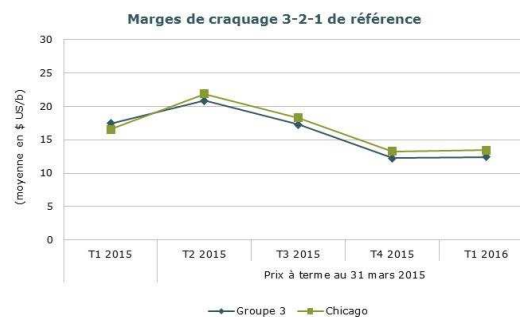
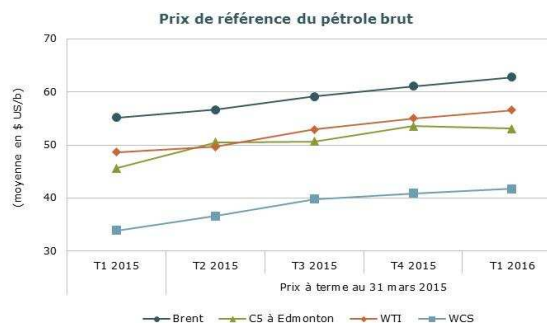
L'évolution future des prix du pétrole brut dépendra des facteurs suivants :

- Selon la société, l'orientation générale des prix du pétrole brut dépendra principalement de la réaction de l'offre en provenance des pays qui ne sont pas membres de l'OPEP au contexte actuel des prix, du rythme de croissance de l'économie mondiale et des possibilités de stockage du pétrole brut et des produits raffinés. Dans l'ensemble, la société s'attend à ce que le prix du brut Brent s'améliore au fil du temps cette année. Toutefois, il se peut que les prix chutent au deuxième trimestre en raison de la baisse saisonnière de la demande qui survient au printemps et de l'offre de la part de l'OPEP qui reste élevée. Par la suite, la réduction de la croissance mondiale de l'offre et l'augmentation annuelle de la demande se combineront aux facteurs saisonniers du second semestre pour favoriser une légère amélioration des prix à la fin de l'année. La société prévoit 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; or, à part aux États-Unis, l'économie fait face à un risque de déflation grandissant et doit composer avec les difficultés des marchés émergents. Ceux qui s'attendaient à ce que l'OPEP réduise sa production pour soutenir un peu les prix n'entretiennent plus cette espérance, car l'OPEP a répété à maintes reprises que la responsabilité de corriger l'offre ne revenait pas à ses membres, mais aux autres producteurs;
- La société s'attend à ce que l'écart Brent-WTI varie, car l'évolution des prix sera conditionnée par le rythme incertain de la croissance de l'offre aux États-Unis et sa capacité à remplacer les importations. En outre, le caractère saisonnier de la demande de pétrole brut, les révisions des raffineries et les stocks considérables de brut aux États-Unis augmenteront la volatilité de l'écart;
- La société prévoit que l'écart WTI-WCS fluctuera étant donné la croissance de l'offre canadienne et l'incertitude qui entoure le calendrier de construction de nouvelles infrastructures ferroviaires et de capacité supplémentaire de transport pipelinier.

Les marges de craquage moyennes sur le marché se sont améliorées vers la fin du premier trimestre de 2015 en raison d'un certain nombre d'interruptions de service non planifiées de raffineries. Dans les douze mois à venir, la société s'attend à ce que les marges de craquage moyennes reculent légèrement, à mesure que l'utilisation des raffineries augmentera.

Les prix du gaz naturel devraient rester bas pendant toute l'année 2015. Les stocks de puits forés, mais non achevés devraient maintenir la vigueur de la croissance de l'offre même si l'activité s'étiole dans tout le secteur. Il faudra que des centrales électriques adoptent le gaz naturel en remplacement du charbon pour que les niveaux élevés des stocks prévus se corrigent avant la saison hivernale.

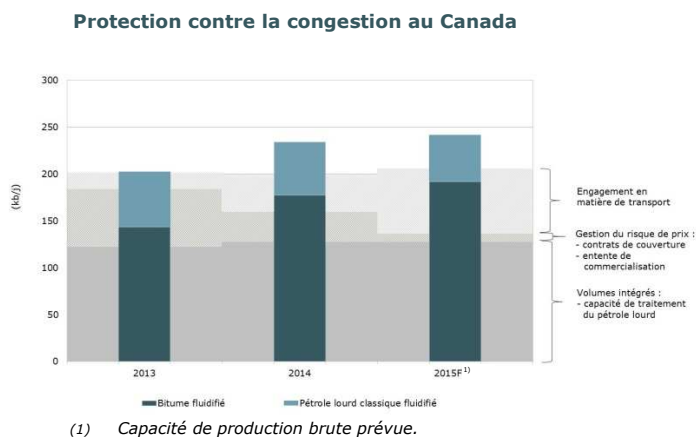
Le cours du change moyen prévu pour les quatre trimestres à venir est de 0,787 \$ US pour 1 \$ CA. Par suite de la réduction du taux directeur pratiquée par la Banque du Canada au premier trimestre, le dollar canadien s'est encore incliné par rapport au dollar américain. Le moment où les banques centrales du Canada et des États-Unis prendront des décisions clés au chapitre des taux d'intérêt et l'essor économique aux États-Unis seront les deux agents qui dicteront les fluctuations du change à venir. En définitive, la société s'attend à ce que le dollar canadien reste relativement faible, ce qui favorisera les produits des activités ordinaires et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la société.



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

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.



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. Le processus de planification des investissements de la société comporte un certain degré de souplesse. Les dépenses d'investissement peuvent être réduites encore en réaction au déclin des prix des marchandises et d'autres facteurs économiques; ainsi la société devrait conserver sa vigueur et sa capacité d'adaptation financières et pourra poursuivre l'exécution de sa stratégie sans compromettre ses plans d'avenir. La société continuera de réexaminer périodiquement ses programmes d'investissement tout en surveillant de près l'évolution des prix du brut en 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 d'affaires. La société a repéré des moyens de réaliser des compressions annuelles de ses charges d'exploitation et de ses dépenses d'investissement de 400 M\$ à 500 M\$ dans les exercices à venir.

Par suite du ralentissement du secteur de l'énergie, la société s'attend à voir des réductions de la demande de main-d'œuvre, de services et de matières qui pourraient se transformer pour la société en occasions d'amélioration de sa structure de coûts.

Accès aux marchés

La société reste déterminée à accéder à de nouveaux marchés pour sa production de pétrole brut. Ses stratégies à court et à moyen terme comprennent notamment le soutien constant apporté 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

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

MISE EN GARDE

Information 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 », « 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 ou de la valeur de l'actif net 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 liés aux activités d'exploitation suffisants pour s'acquitter de ses obligations présentes et futures et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents déposés par Cenovus auprès des autorités en valeurs mobilières.

Les indications pour 2015 se fondent sur un nombre moyen d'environ 760 millions d'actions ordinaires en circulation, après dilution, et sur les données hypothétiques suivantes : Brent, 53,50 \$ US/b; WTI, 50,50 \$ US/b; WCS, 36,25 \$ US/b; NYMEX, 3,00 \$ US/MBtu; AECO, 2,70 \$/GJ; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 11,75 \$ US/b; taux de change, 0,83 \$ 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 d'un ratio dette/BAIIA ajusté et d'un ratio dette/capitaux permanents souhaitables; la capacité de Cenovus de faire appel à des sources diverses de capitaux d'emprunt et de capitaux propres, 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 mars 2015, 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
<hr/>			
bep	baril d'équivalent de pétrole		
kbep	millier de barils d'équivalent de pétrole		
MC	marque de commerce de Cenovus Energy Inc.		