



RAPPORT DE GESTION  
POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 30 JUIN 2017

**TABLE DES MATIÈRES :**

APERÇU DE CENOVUS.....	2
ACQUISITION D'ACTIFS DES SECTEURS SABLES BITUMINEUX ET DEEP BASIN.....	4
FAITS SAILLANTS DU TRIMESTRE .....	5
RÉSULTATS D'EXPLOITATION .....	6
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS .....	8
RÉSULTATS FINANCIERS.....	11
SECTEURS À PRÉSENTER .....	19
SABLES BITUMINEUX.....	20
DEEP BASIN .....	28
HYDROCARBURES CLASSIQUES (ACTIVITÉS ABANDONNÉES) .....	30
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION .....	36
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS .....	37
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT .....	40
GESTION DES RISQUES .....	44
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE.....	48
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	50
PERSPECTIVES .....	50
MISE EN GARDE.....	52
ABRÉVIATIONS.....	55
RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS.....	56

*Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société », c'est-à-dire Cenovus Energy Inc., ses filiales et les participations qu'elle ou ses filiales détiennent), daté du 26 juillet 2017, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 30 juin 2017 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires »), les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2016 et les notes annexes (les « états financiers consolidés ») et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2016 (le « rapport de gestion annuel »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 26 juillet 2017, sauf 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. L'information figurant dans le présent rapport de gestion, en ce qui a trait aux activités de la société pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, tient compte de la conclusion de l'acquisition (telle qu'elle est définie dans le rapport de gestion) le 17 mai 2017. Pour plus de détails, se reporter à la section « Acquisition transformationnelle » du présent rapport de gestion. 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 de Cenovus 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 sur le site Web de la société ou qui y est reliée, 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, 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 et autres totaux partiels**

*Certaines mesures financières qui figurent dans le présent document, notamment les prix nets opérationnels, les fonds provenant de l'exploitation ajustés, le résultat d'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation disponibles, la dette, la dette nette, les capitaux permanents et le bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté (« BAIIA ajusté »), ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les IFRS et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. En outre, la marge d'exploitation est un total partiel présenté à la note 1 et à la note 8 des états financiers consolidés intermédiaires de la société. 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 ou autre total partiel et son rapprochement, s'il y a lieu, sont fournis dans les sections « Résultats financiers », « Résultats d'exploitation », « Situation de trésorerie et sources de financement » ou « Mise en garde » du présent rapport de gestion.*

## **APERÇU DE CENOVUS**

---

Cenovus est une société pétrolière canadienne intégrée dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta, et dont les actions sont inscrites à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York. Au 30 juin 2017, sa valeur s'établissait à environ 24 G\$. La société est engagée dans la mise en valeur, la production et la commercialisation du pétrole brut, des liquides du gaz naturel (« LGN ») et du gaz naturel dans l'Ouest canadien. La société exerce en outre des activités de commercialisation et possède des installations de raffinage aux États-Unis. Pour le semestre clos le 30 juin 2017, la production moyenne de pétrole brut et de LGN (ensemble, les « liquides ») de Cenovus s'est établie à environ 284 565 barils par jour, la production moyenne de gaz naturel a été de 492 Mpi<sup>3</sup>/j et le total de la production déclaré s'est chiffré à 366 556 barils d'équivalent de pétrole par jour. Les raffineries de la société ont traité en moyenne 428 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 455 000 barils bruts par jour de produits raffinés.

### **Acquisition d'actifs de sables bitumineux et du Deep Basin**

Le 17 mai 2017, Cenovus a conclu l'acquisition, auprès de la société ConocoPhillips et certaines de ses filiales (ensemble, « ConocoPhillips »), de la participation de 50 % que ConocoPhillips détenait dans FCCL Partnership (« FCCL ») et de la majorité des actifs de pétrole brut et de gaz naturel classiques que possédait ConocoPhillips dans l'Ouest canadien, soit en Alberta et en Colombie-Britannique (l'« acquisition »).

L'acquisition donne à Cenovus le contrôle complet sur ses activités liées aux sables bitumineux, double sa production tirée des sables bitumineux et double presque ses réserves prouvées de bitume. De plus, l'acquisition procure à la société une plateforme de croissance supplémentaire composée de plus de trois millions d'acres nettes de terrains, d'actifs de prospection et de production et des infrastructures qui s'y rattachent en Alberta et en Colombie-Britannique (ensemble, les « actifs du Deep Basin »). Les actifs du Deep Basin devraient fournir des possibilités de mise en valeur complémentaires à cycle de production court qui permettront de compléter notre portefeuille de croissance à long terme dans le secteur des sables bitumineux.

Parallèlement à l'annonce de l'acquisition faite le 29 mars 2017, la société a entrepris la mise en marché de ses actifs de pétrole lourd à Pelican Lake, y compris le projet adjacent Grand Rapids dans la grande région de Pelican Lake, et de ses actifs de pétrole brut et de gaz naturel Suffield situés dans le sud de l'Alberta. Le produit de ces ventes sera affecté au financement de l'acquisition. Le 20 juin 2017, la société a fait part de son intention de se défaire du reste de ses actifs d'hydrocarbures classiques existants, dont ses actifs Palliser dans le sud de l'Alberta et ses installations pétrolières Weyburn dans le sud de la Saskatchewan. Le secteur Hydrocarbures classiques a donc été classé dans les activités abandonnées dans les états financiers consolidés intermédiaires.

### **Stratégie**

Mise à jour afin de tenir compte de l'acquisition et de l'importance accrue que Cenovus accorde aux fonds provenant de l'exploitation disponibles, la stratégie de la société consiste à faire augmenter les flux de trésorerie grâce à la croissance régulière de la production de son vaste portefeuille d'actifs dans les sables bitumineux et d'actifs de gaz naturel et de LGN du Deep Basin dans l'Ouest canadien. La société veut maximiser la valeur pour les actionnaires en réduisant sa structure de coûts et en réalisant les meilleures marges bénéficiaires afin de conserver une certaine souplesse financière et de dégager une croissance durable des dividendes.

Pour ce faire, elle s'appuie sur l'expertise de son personnel et elle tire parti de ses avantages stratégiques : actifs de qualité, excellence de l'exécution, intégration à valeur ajoutée, innovation ciblée et réputation d'intégrité.

La société évalue sa performance selon un barème équilibré tenant compte de ses objectifs en matière de finances, d'exploitation, de sécurité, d'environnement et de santé organisationnelle.

### ***Nos avantages stratégiques clés***

#### **Actifs de qualité**

Cenovus détient un vaste portefeuille d'actifs de première qualité dans les sables bitumineux et d'actifs de pétrole classique et de gaz naturel qui lui procurent des avantages importants sur le plan des coûts et de la performance environnementale. Les possibilités de production à court et à long terme de ses projets de sables bitumineux sur place et de ses actifs du Deep Basin dans l'Ouest canadien offrent la souplesse requise en matière de dépenses d'investissement pour permettre à la société de dégager une valeur accrue à différents points du cycle des prix. En plus de ses actifs de prospection et de production, la société possède des participations complémentaires dans des raffineries et des infrastructures de transport.

#### **Excellence de l'exécution**

L'équipe de Cenovus s'est engagée à mettre en œuvre le plan d'affaires de la société d'une façon sûre, systématique et responsable et à accroître continuellement le rendement afin de mieux gérer les risques et d'optimiser les rendements. La société a recours à une démarche reposant sur le processus de fabrication pour assurer un rendement régulier et améliorer la fiabilité. Pour ce faire, la construction et l'exploitation des installations s'appuient sur des études techniques et des procédés normalisés et reproductibles, ce qui permet de réduire les coûts et d'accroître l'efficacité à toutes les étapes des projets. Nous tentons d'effectuer le travail avec souplesse tout en utilisant nos ressources de façon efficace.

## Intégration à valeur ajoutée

La démarche d'affaires intégrée de la société contribue à la stabilité de ses flux de trésorerie et maximise la valeur du pétrole et du gaz naturel qu'elle produit. Ses participations dans des raffineries de pétrole lui permettent de tirer profit de toute la chaîne de valeur, de la production jusqu'aux produits finals de grande qualité, comme le carburant de transport. De plus, en raison de ses engagements en matière de pipelines, ses capacités maritimes, ses installations de chargement de pétrole brut dans les trains et ses activités de mise en marché, la société est en mesure d'obtenir, pour son pétrole, des prix qui sont les mêmes dans tous les pays. Comme elle consomme du gaz naturel dans ses installations d'exploitation de sables bitumineux et ses raffineries, la production de gaz naturel de la société lui offre une couverture économique qui l'aide à gérer la volatilité des prix. Enfin, ses usines de cogénération fournissent de façon efficiente de l'énergie à ses installations d'exploitation de sables bitumineux, en plus de vendre l'électricité excédentaire au réseau.

## Innovation ciblée

En matière d'innovation, Cenovus cherche à accélérer l'adoption de solutions technologiques et de méthodes d'exploitation visant à accroître la sécurité, à réduire sensiblement les coûts, à faire augmenter les marges bénéficiaires et à réduire les émissions. Pour la société, l'innovation s'entend des améliorations importantes et des développements révolutionnaires mis en œuvre pour générer de la valeur. Nous sommes d'avis que, si nous devons échouer, il faut le faire rapidement. C'est cette façon de penser qui incite le personnel à adopter des comportements susceptibles de transformer le mode d'exploitation de la société. Par ailleurs, l'application d'innovations numériques devrait contribuer à accroître l'avantage concurrentiel de la société. Cenovus a l'intention de miser sur la collaboration externe et regrouper des gens intelligents aux idées nouvelles de façon à optimiser ses efforts de développement technologique à l'interne et ses dépenses à cet égard.

## Réputation d'intégrité

Cenovus est une société responsable et progressiste qui s'est engagée à offrir un lieu de travail sain et sécuritaire, à bâtir de solides relations à l'externe, à réduire au minimum son empreinte environnementale et à éliminer les émissions de carbone. La société tient à conserver sa réputation d'intégrité pour attirer et retenir du personnel de grande qualité et pour collaborer avec ses partenaires – les investisseurs, les collectivités où la société exerce ses activités, les groupes environnementaux, les gouvernements, les Autochtones, les médias, les parties prenantes et le public en général – et mériter leur respect.

## Activités de la société

### Sables bitumineux

Les installations de la société comprennent des projets de sables bitumineux dans le nord de l'Alberta, exploités selon la technique de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV »), à savoir : Foster Creek, Christina Lake, Narrows Lake et divers nouveaux projets. Foster Creek et Christina Lake sont en phase de production, tandis que Narrows Lake est aux premiers stades de mise en valeur. Ces trois projets, situés dans la région de l'Athabasca, dans le nord-est de l'Alberta, sont détenus en totalité par Cenovus à la suite de l'acquisition. Telephone Lake, situé dans la région de Borealis, dans le nord-est de l'Alberta, est un nouveau projet que Cenovus détient à 100 %.

(en millions de dollars)	Semestre clos le 30 juin 2017	
	Pétrole brut	Gaz naturel
Marge d'exploitation	791	3
Dépenses d'investissement	384	3
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>407</b>	<b>-</b>

### Deep Basin

Le Deep Basin se compose d'environ trois millions d'acres nettes de terrains riches en gaz naturel et en liquides de gaz naturel. Les actifs sont essentiellement situés dans les secteurs opérationnels d'Elmworth-Wapiti, de Kaybob-Edson et de Clearwater et comprennent des participations dans de nombreuses installations de traitement du gaz. Les actifs du Deep Basin devraient offrir des possibilités de mise en valeur à cycle de production court qui présentent un potentiel de rendement élevé, qui permettent de compléter la mise en valeur à long terme des sables bitumineux et qui fournissent une couverture économique à l'égard du gaz naturel nécessaire à l'alimentation en carburant des activités liées aux sables bitumineux et des raffineries. Les actifs du Deep Basin ont été acquis le 17 mai 2017.

(en millions de dollars)	17 mai – 30 juin 2017	
	Marge d'exploitation	55
Dépenses d'investissement	13	
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>42</b>	

### Hydrocarbures classiques

Le secteur Hydrocarbures classiques a été classé dans les activités abandonnées. La société a mis en vente la totalité des actifs de ce secteur, notamment les actifs de pétrole lourd à Pelican Lake, les actifs de pétrole brut et de gaz naturel de Suffield, le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du dioxyde de carbone (« CO<sub>2</sub> ») à Weyburn et les actifs de Palliser situés dans le sud de l'Alberta. La production de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques continue de générer des flux de trésorerie à court terme fiables alors que 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 aux raffineries.

(en millions de dollars)	Semestre clos le 30 juin 2017	
	Liquides	Gaz naturel
Marge d'exploitation	214	89
Dépenses d'investissement	132	6
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>82</b>	<b>83</b>

### 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, en parts égales, avec Phillips 66, société ouverte américaine non liée, et sont exploitées par celle-ci. Les raffineries de Wood River et de Borger (les « raffineries ») ont une capacité brute de traitement du pétrole brut d'environ 314 000 barils par jour et 146 000 barils par jour, respectivement, y compris une capacité de traitement du brut lourd fluidifié de 255 000 barils par jour. Grâce à ses raffineries, la société peut réaliser la pleine valeur de la production de pétrole brut en transformant ce dernier en produits raffinés tels le diesel, l'essence et le carburéacteur, ce qui réduit en partie la volatilité découlant des fluctuations des écarts de prix régionaux entre le brut lourd et le brut léger en Amérique du Nord.

Ce secteur englobe également les activités du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut situé à Bruderheim, en Alberta, ainsi que les activités de commercialisation des achats et des ventes de produits de tiers, qui sont menées afin d'assurer une souplesse opérationnelle au chapitre des engagements de transport, de la qualité des produits, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

(en millions de dollars)	Semestre clos le 30 juin 2017	
	Marge d'exploitation	73
Dépenses d'investissement	86	
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>(13)</b>	

## ACQUISITION D'ACTIFS DES SECTEURS SABLES BITUMINEUX ET DEEP BASIN

Le 17 mai 2017, Cenovus a conclu l'acquisition de la participation de 50 % que ConocoPhillips détenait dans FCCL et de la majorité des actifs de pétrole brut et de gaz naturel classiques que possédait ConocoPhillips dans l'Ouest canadien, soit en Alberta et en Colombie-Britannique. L'acquisition donne à Cenovus le contrôle complet sur ses activités liées aux sables bitumineux, double sa production tirée des sables bitumineux et double presque ses réserves prouvées de bitume. Les actifs du Deep Basin procurent à la société une plateforme de croissance supplémentaire composée de plus de trois millions d'acres nettes de terrains, d'actifs de prospection et de production et des infrastructures qui s'y rattachent en Alberta et en Colombie-Britannique. Les actifs du Deep Basin devraient fournir des possibilités de mise en valeur complémentaires à cycle de production court présentant un potentiel de rendement élevé.

La contrepartie totale versée pour l'acquisition comprend un montant de 10,6 G\$ US en trésorerie, avant les ajustements, et 208 millions d'actions ordinaires de Cenovus.

Pour financer la portion en trésorerie de l'acquisition, la société a procédé comme suit :

- Elle a réalisé, le 6 avril 2017, le placement d'actions ordinaires par prise ferme de 187,5 millions d'actions ordinaires au prix de 16,00 \$ l'action, pour un produit brut de 3,0 G\$;
- Elle a mené à terme, le 7 avril 2017, un placement aux États-Unis visant 2,9 G\$ US de billets non garantis de premier rang, soit 1,2 G\$ US de billets non garantis de premier rang à 4,25 % échéant en avril 2027, 700 M\$ US de billets non garantis de premier rang à 5,25 % échéant en juin 2037 et 1,0 G\$ US de billets non garantis de premier rang à 5,40 % échéant en juin 2047;
- Elle a prélevé 3,6 G\$ de sa facilité de crédit-relais liée à la vente d'actifs engagée (la « facilité de crédit-relais »);
- Elle a financé le solde du prix d'achat à même ses fonds en caisse et sa facilité de crédit engagée existante.

La facilité de crédit-relais est composée de trois tranches qui arrivent à échéance 12 mois, 18 mois et 24 mois, respectivement, après la date de clôture de l'acquisition. La société prévoit rembourser la facilité de crédit-relais au moyen de la vente de certains actifs, notamment de ses actifs de pétrole et de gaz naturel classiques existants.

L'acquisition a pris effet le 1<sup>er</sup> janvier 2017. La plus grande partie du prix d'achat a été affectée aux immobilisations corporelles, aux actifs de prospection et d'évaluation et au goodwill. Se reporter à la note 4 des états financiers consolidés intermédiaires pour obtenir un sommaire des montants comptabilisés au titre des actifs acquis et des passifs pris en charge à la date de l'acquisition. Aux fins comptables, le total de la contrepartie comprend un montant de 361 M\$ lié à un paiement éventuel. Pour davantage d'information, se reporter à la rubrique « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion.

Avant l'acquisition, la participation de 50 % de Cenovus dans FCCL était contrôlée conjointement avec ConocoPhillips et répondait à la définition d'une entreprise commune selon IFRS 11, *Partenariats*. C'est pourquoi la société comptabilisait sa quote-part des actifs, des passifs, des produits et des charges dans son résultat consolidé. À la suite de l'acquisition, Cenovus a obtenu le contrôle de FCCL, selon la définition qu'en donne IFRS 10, *États financiers consolidés*. Par conséquent, FCCL fait partie du périmètre de consolidation. Selon IFRS 3, dans le cas où le contrôle est réalisé par étapes, la participation détenue précédemment dans FCCL a été réévaluée à sa juste valeur de 12,3 G\$ et un profit hors trésorerie liée à la réévaluation de 2,5 G\$ (1,8 G\$ après impôt) a été comptabilisé en résultat net.

L'une des principales priorités de Cenovus consiste à intégrer de façon sécuritaire et efficiente les actifs du Deep Basin. À titre de nouvel exploitant du secteur du Deep Basin, la société veut nouer de solides relations avec ses partenaires et les différentes collectivités.

Des renseignements supplémentaires sur l'acquisition peuvent être consultés dans le communiqué de la société daté du 29 mars 2017 se trouvant sur SEDAR, à l'adresse [sedar.com](http://sedar.com), sur EDGAR, à l'adresse [sec.gov](http://sec.gov), et sur le site Web de la société, à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com), ainsi que dans la déclaration de changement important datée du 5 avril 2017 et la déclaration d'acquisition d'entreprise datée du 19 juillet 2017 se trouvant sur SEDAR et EDGAR.

## **FAITS SAILLANTS DU TRIMESTRE**

---

Cenovus a conclu avec succès l'acquisition au deuxième trimestre de 2017, si bien qu'elle exerce désormais le contrôle sur ses activités dans les sables bitumineux et qu'elle a plus que doublé le total de sa production. Par suite de l'acquisition, la production a augmenté de 297 720 bep par jour au cours de la période allant du 17 mai au 30 juin 2017 ou de 147 224 bep par jour pour le trimestre clos le 30 juin 2017. Le désinvestissement des actifs de Pelican Lake et de Suffield que la société a annoncé précédemment progresse bien et est sur la bonne voie. Le 20 juin 2017, la société a annoncé le projet de se départir des actifs de Palliser situés dans le sud de l'Alberta et de ses activités pétrolières à Weyburn dans le sud de la Saskatchewan. Le produit tiré de la vente de ces actifs sera affecté au remboursement de la facilité de crédit-relais engagée et au désendettement du bilan.

Au cours du trimestre, les prix du pétrole brut sont demeurés volatils. Le prix de référence du West Texas Intermediate (« WTI ») s'est établi en moyenne à environ 48 \$ US le baril, soit une hausse de 6 % par rapport à la période correspondante de 2016, passant d'un sommet de 53,40 \$ US le baril à un creux de 42,53 \$ US le baril. De plus, le prix AECO a plus que doublé par rapport au deuxième trimestre de 2016 et s'est situé en moyenne à 2,77 \$ par kpi<sup>3</sup>, passant d'un sommet de 3,03 \$ par kpi<sup>3</sup> à un creux de 2,15 \$ par kpi<sup>3</sup>. Le prix de vente moyen de la société a augmenté de 29 % par rapport à 2016, contribuant à une augmentation du prix net opérationnel de la société de 18,74 \$ par bep au deuxième trimestre, avant la réalisation de la couverture. Cenovus a continué de porter toute son attention sur la réduction de sa structure de coûts et une bonne discipline en matière de capital afin de maintenir sa résilience financière, tout en assurant la sécurité et la fiabilité de ses activités.

Au deuxième trimestre, la société :

- a augmenté de 68 % le total de la production de liquides par rapport au deuxième trimestre de 2016, en raison principalement des volumes de production supplémentaires provenant de l'acquisition et de la phase G de Foster Creek et de la phase F de Christina Lake, mises en service au second semestre de 2016;
- a dégagé des produits tirés de ses activités en amont, notamment du secteur Hydrocarbures classiques, de 2 082 M\$, par rapport à 967 M\$ en 2016, surtout grâce à la hausse des volumes de vente et des prix de vente de liquides;
- a inscrit des charges d'exploitation liées à ses activités en amont, y compris le secteur Hydrocarbures classiques, de 387 M\$, soit une hausse de 176 M\$ par rapport au deuxième trimestre de 2016, par suite essentiellement de l'acquisition, de l'augmentation des coûts de carburant découlant de la hausse des prix du gaz naturel et des coûts liés aux activités de révision à Foster Creek;
- a inscrit des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés de 1 239 M\$ et de 792 M\$, respectivement, soit une augmentation de 1 034 M\$ et 352 M\$, respectivement, par rapport au deuxième trimestre de 2016;
- a comptabilisé un bénéfice net de 2,6 G\$, y compris un profit lié à la réévaluation après impôt de 1,8 G\$ sur sa participation préexistante dans FCCL.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les actifs en amont ont continué d'afficher un bon rendement au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017. La production totale de pétrole brut a progressé, surtout en raison de l'acquisition et des récentes phases d'expansion des sables bitumineux.

### Volumes de production

	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2017	Variation	2016	2017	Variation	2016
<b>Liquides</b> (barils par jour)						
<b>Sables bitumineux</b>						
Foster Creek	107 859	67 %	64 544	94 437	51 %	62 713
Christina Lake	153 953	97 %	78 060	127 442	64 %	77 577
	261 812	84 %	142 604	221 879	58 %	140 290
<b>Deep Basin</b>						
Pétrole moyen et léger	3 059	- %	-	1 538	- %	-
LGN	13 835	- %	-	6 956	- %	-
	16 894	- %	-	8 494	- %	-
<b>Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)</b>						
Pétrole lourd	26 593	(7) %	28 500	26 933	(10) %	29 873
Pétrole moyen et léger	27 233	4 %	26 177	26 167	(2) %	26 649
LGN	1 132	42 %	799	1 090	9 %	1 003
	54 958	(1) %	55 476	54 190	(6) %	57 525
<b>Total de la production de liquides</b> (barils par jour)	333 664	68 %	198 080	284 563	44 %	197 815
<b>Gaz naturel</b> (Mpi <sup>3</sup> par jour)						
Sables bitumineux	12	(33) %	18	13	(24) %	17
Deep Basin	253	- %	-	127	- %	-
Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)	355	(7) %	381	352	(9) %	386
<b>Total de la production de gaz naturel</b> (Mpi <sup>3</sup> par jour)	620	55 %	399	492	22 %	403
<b>Total de la production</b> (bep par jour)	436 929	65 %	264 580	366 556	38 %	264 982

La production à Foster Creek et Christina Lake a augmenté au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017 en raison des volumes de production supplémentaires découlant de l'acquisition et des phases d'expansion, compensée en partie par l'incidence de la révision prévue de 20 jours, y compris les périodes de ralentissement et de reprise, à Foster Creek. Cette révision a été la plus importante effectuée à ce jour à Foster Creek. Du 17 mai au 30 juin 2017, la production à Foster Creek et à Christina Lake a augmenté de 73 880 barils par jour et de 104 567 barils par jour, respectivement, par suite de l'acquisition.

Le total de la production des actifs du Deep Basin pendant les 45 jours d'exploitation s'est établi en moyenne à 119 273 bep par jour, soit 58 981 bep par jour pour le trimestre clos le 30 juin 2017 et 29 654 bep par jour pour le semestre clos le 30 juin 2017. Du 17 mai au 30 juin 2017, la production de liquides au Deep Basin s'est située à 34 163 barils par jour, soit 16 894 barils par jour pour le trimestre clos le 30 juin 2017 et 8 494 barils par jour pour le semestre clos le 30 juin 2017.

La production de liquides du secteur Hydrocarbures classiques a diminué au deuxième trimestre et au premier semestre de 2017, par rapport aux périodes correspondantes de 2016, surtout par suite des baisses normales de rendement prévues, compensées en partie par l'augmentation de production découlant du programme de forage de puits de pétrole avare dans le sud de l'Alberta. Au deuxième trimestre de 2016, la production à Pelican Lake a arrêté pendant deux jours par mesure de précaution en raison d'un feu de forêt dans les zones avoisinantes, ce qui a entraîné une perte de production d'environ 650 barils par jour pour le trimestre.

Au deuxième trimestre et au premier semestre de 2017, la production de gaz naturel a augmenté, par rapport à 2016, par suite de l'acquisition, hausse compensée en partie par les baisses normales de rendement prévues dans le secteur Hydrocarbures classiques. La production de gaz naturel dans le Deep Basin pendant les 45 jours d'exploitation s'est établie à environ 512 Mpi<sup>3</sup> par jour.

## Prix nets opérationnels

Le prix net opérationnel est une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer le rendement opérationnel unitaire d'une entreprise. Le prix net opérationnel correspond à la marge par baril d'équivalent de pétrole. Il s'entend des ventes brutes moins les redevances, les frais de transport et de fluidification, les charges d'exploitation et la taxe sur la production et les impôts miniers, divisé par les volumes de vente. Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits jusqu'à leur vente. Le prix de vente, les frais de transport et de fluidification et les volumes de vente ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats. Les condensats sont mélangés au pétrole lourd et servent à réduire sa viscosité, ce qui facilite son transport vers les marchés. La formule de calcul du prix net opérationnel de la société est conforme à la définition de cette mesure figurant dans le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook. Pour un rapprochement des prix nets opérationnels, voir la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

(\$/bep)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Prix de vente	35,58	27,56	35,89	21,41
Redevances	2,34	1,51	2,62	1,16
Transport et fluidification	4,78	5,07	4,55	4,79
Charges d'exploitation	9,59	8,89	9,67	9,52
Taxe sur la production et impôts miniers	0,13	0,12	0,16	0,10
<b>Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques<sup>1)</sup></b>	<b>18,74</b>	11,97	<b>18,89</b>	5,84
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	0,28	1,46	(1,21)	3,81
<b>Prix net opérationnel, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques<sup>1)</sup></b>	<b>19,02</b>	13,43	<b>17,68</b>	9,65

1) Y compris les résultats du secteur Hydrocarbures classiques, classé dans les activités abandonnées.

Pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2017, le prix net opérationnel moyen, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a nettement augmenté par rapport à celui des périodes correspondantes de 2016. La hausse du prix net opérationnel moyen est essentiellement attribuable à l'augmentation des prix de vente, qui était conforme à la progression des prix de référence, au fléchissement du dollar canadien par rapport au dollar américain et à la diversification des produits en raison du volume accru de pétrole moyen et léger et de LGN produit par suite de l'acquisition, facteurs compensés en partie par l'augmentation des redevances. Pour le premier semestre, la dépréciation du dollar canadien par rapport à la période correspondante de 2016 a eu une incidence positive d'environ 0,10 \$ par bep sur les prix de vente.

## Raffinage

Au deuxième trimestre, la production de pétrole brut et de produits raffinés a diminué par rapport à 2016 principalement en raison de révisions imprévues aux deux raffineries. Pour le premier semestre de 2017, la production de pétrole brut et de produits raffinés a diminué, étant donné l'ampleur accrue des révisions prévues dans les deux raffineries au premier trimestre de 2017, par rapport à 2016. Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017, des volumes de brut lourd moindres ont été traités par suite de l'optimisation de la gamme de pétrole brut composant la charge d'alimentation.

	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2017	Variation	2016	2017	Variation	2016
Production de pétrole brut <sup>1)</sup> (kb/j)	449	(2) %	458	428	(4) %	446
Pétrole lourd <sup>1)</sup>	201	(12) %	228	201	(14) %	235
Produits raffinés <sup>1)</sup> (kb/j)	476	(1) %	483	455	(4) %	472
Taux d'utilisation du pétrole brut <sup>1)</sup> (%)	98	(2) %	100	93	(4) %	97

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

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation s'est établie respectivement à 20 M\$ et 73 M\$ (193 M\$ et 170 M\$ respectivement en 2016). La baisse du deuxième trimestre découle principalement de la diminution de la marge brute, en raison de la réduction des écarts du brut lourd et de la diminution des marges de craquage moyennes sur le marché, annulée en partie par la réduction des pertes réalisées liées à la gestion des risques au deuxième trimestre de 2017 et par le fléchissement du dollar canadien. Pour le premier semestre de 2017, la diminution de la marge d'exploitation découle essentiellement de la réduction des écarts du brut lourd, du recul des taux d'utilisation du pétrole brut, de la hausse des charges d'exploitation et de la baisse des marges à la vente de produits secondaires.

Le lecteur trouvera de plus amples renseignements sur les variations des volumes de production, les éléments pris en compte dans le calcul des prix nets opérationnels et des données sur le raffinage à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les activités de gestion des risques de Cenovus, se reporter à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion et aux notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires au 30 juin 2017.

## 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 change<sup>1)</sup>

(\$ US/b, sauf indication contraire)	Semestres clos les 30 juin			T2 2017	T1 2017	T2 2016
	2017	2016	Variation			
<b>Prix du pétrole brut (\$ US/b)</b>						
<b>Brent</b>						
Moyenne	52,79	41,03	29 %	50,92	54,66	46,97
Fin de la période	47,92	49,68	(4) %	47,92	52,83	49,68
<b>WTI</b>						
Moyenne	50,10	39,52	27 %	48,29	51,91	45,59
Fin de la période	46,04	48,33	(5) %	46,04	50,60	48,33
Écart moyen Brent/WTI	2,69	1,51	78 %	2,63	2,75	1,38
<b>WCS</b>						
Moyenne	37,25	25,75	45 %	37,16	37,33	32,29
Moyenne (\$ CA/b)	49,67	34,24	45 %	49,95	49,38	41,61
Fin de la période	36,36	35,79	2 %	36,36	39,77	35,79
Écart moyen WTI/WCS	12,85	13,77	(7) %	11,13	14,58	13,30
<b>Condensats (C5 à Edmonton)</b>						
Moyenne <sup>2)</sup>	50,35	39,23	28 %	48,44	52,26	44,07
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	(0,25)	0,29	(186) %	(0,15)	(0,35)	1,52
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	(13,10)	(13,48)	(3) %	(11,28)	(14,93)	(11,78)
<b>Mélange non corrosif mixte (« MSW » à Edmonton)</b>						
Moyenne	47,20	36,13	31 %	46,03	48,37	42,51
Fin de la période	43,66	46,19	(5) %	43,66	50,07	46,19
<b>Moyenne des prix des produits raffinés</b>						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	63,28	53,12	19 %	63,44	63,13	64,25
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	63,02	51,98	21 %	62,18	63,86	59,40
<b>Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries<sup>3)</sup></b>						
Chicago	13,16	13,36	(1) %	14,78	11,54	17,15
<b>Moyenne des prix du gaz naturel</b>						
Prix AECO (\$ CA/kpi <sup>3</sup> )	2,86	1,68	70 %	2,77	2,94	1,25
Prix NYMEX (\$ US/kpi <sup>3</sup> )	3,25	2,02	61 %	3,18	3,32	1,95
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/kpi <sup>3</sup> )	1,12	0,78	44 %	1,13	1,10	0,99
<b>Taux de change (\$ US/\$ CA)</b>						
Moyenne	0,750	0,752	- %	0,744	0,756	0,776

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 des condensats en dollars canadiens s'est chiffré à 65,11 \$ le baril au deuxième trimestre de 2017 (56,79 \$ le baril en 2016) et à 67,13 \$ le baril pour le semestre clos le 30 juin 2017 (52,17 \$ le baril en 2016).

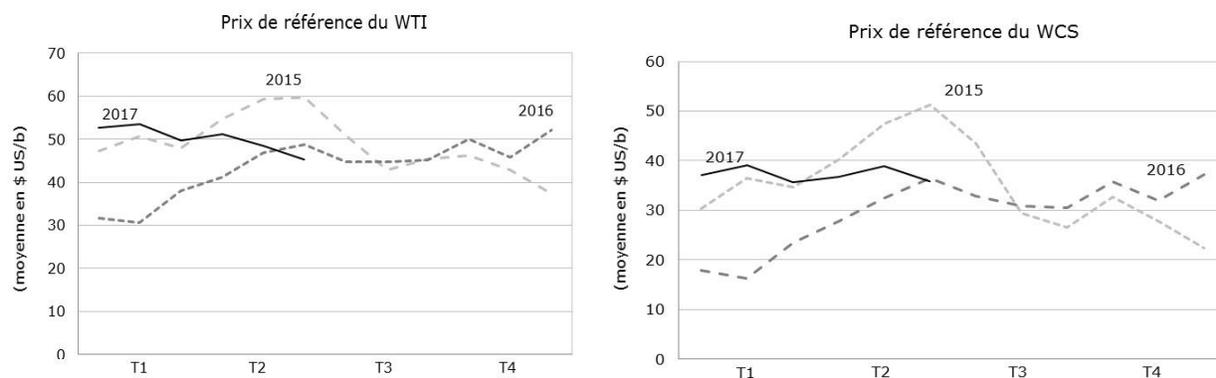
3) La moyenne des marges de craquage 3-2-1 est un indicateur de la marge de raffinage évalué à l'aide de la méthode du dernier entré, premier sorti.

### Prix de référence – pétrole brut

Au cours du premier semestre de 2017, les prix de référence du Brent, du WTI et du Western Canadian Select (« WCS ») ont augmenté par suite du respect du plan visant à réduire la production convenu au quatrième trimestre de 2016 par les pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP »), si bien qu'au début de 2017, le marché en général prévoyait un retour accéléré aux niveaux de stocks normaux sans le soutien des moteurs de l'offre et de la demande. Toutefois, à la fin du premier semestre de 2017, les prix demeuraient volatils, car les stocks de pétrole brut et de produits n'avaient pas diminué comme prévu, en raison notamment de l'augmentation du nombre d'appareils de forage aux États-Unis et de l'offre accrue en provenance des États-Unis, de la Lybie et du Nigéria.

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 pétroliers de la société. Les prix de référence du WTI ont reculé par rapport à ceux du Brent, comparativement à ceux du deuxième trimestre de 2016 et depuis le début de l'année, en raison de l'offre plus grande de pétrole brut aux États-Unis et du respect de la réduction de production convenue par l'OPEP.

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 au deuxième trimestre et au premier semestre de 2017, par rapport aux périodes correspondantes de 2016, en raison des importants arrêts de production en Alberta et des réductions convenues par l'OPEP.



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

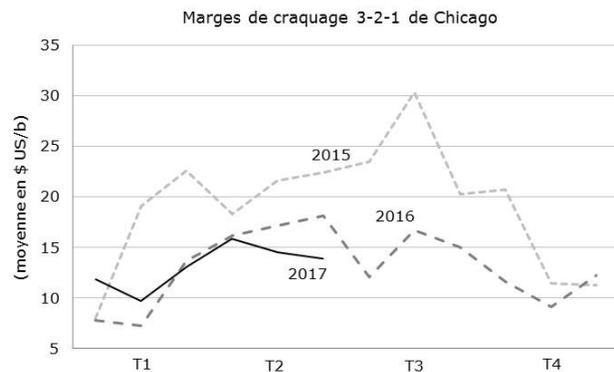
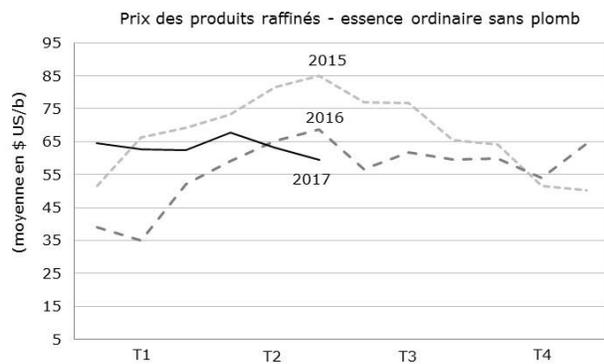
L'écart moyen WTI-condensats s'est rétréci au deuxième trimestre et au premier semestre de 2017, en raison des variations saisonnières des besoins de condensats.

Le MSW est un prix de référence du pétrole brut léger non sulfuré canadien qui est établi en Alberta et qui porte sur la production d'hydrocarbures classiques au Canada, tels que le pétrole brut produit par les actifs de la société situés dans le Deep Basin.

### 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.

La moyenne des prix des produits raffinés à Chicago a monté au deuxième trimestre et au premier semestre de 2017 en raison principalement de l'augmentation des prix du pétrole brut, compensée en partie par la hausse de l'utilisation des capacités de raffinage, ce qui a fait augmenter l'offre. Les marges de craquage 3-2-1 moyennes à Chicago ont diminué au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017, par rapport aux périodes correspondantes de 2016, en raison de la hausse de l'utilisation des capacités de raffinage. Les marges de craquage qu'obtient la société sont tributaires de nombreux autres facteurs, dont la diversité de la 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

Les prix moyens du gaz naturel ont augmenté sensiblement au deuxième trimestre et au premier semestre de 2017 par rapport aux périodes correspondantes de 2016. Les prix du gaz naturel se sont raffermis en 2017 en raison de la diminution des niveaux de stocks en Amérique du Nord par suite de la baisse de production et de l'augmentation de la demande. La production a diminué par suite de la réduction des programmes de forage et de l'augmentation de la demande découlant des capacités supplémentaires d'exportation du gaz naturel nord-américain vers les marchés étrangers, facteurs neutralisés en partie par les températures clémentes et le moindre recours au gaz naturel pour la génération d'électricité au pays. En 2016, les prix du gaz naturel ont subi l'incidence négative d'un hiver exceptionnellement doux, ce qui a entraîné une faible demande de chauffage et des niveaux records de stocks de gaz naturel accumulés au cours de la saison en Amérique du Nord.

### Taux de change de référence

Les produits des activités ordinaires de la société sont exposés au risque de change, car les prix de vente du pétrole brut, du gaz naturel et des produits raffinés de la société sont établis en fonction de prix de référence en dollars américains. L'affaiblissement du dollar canadien en regard du dollar américain a un effet positif sur les résultats que présente la société. De même, à mesure que le dollar canadien se raffermirait, les résultats qu'elle présente baissent. Les produits des activités ordinaires de la société ainsi qu'une partie de la dette à long terme de la société sont libellés en dollars américains. Lorsque le dollar canadien s'apprécie, la dette de la société libellée en dollars américains donne lieu à des profits de change latents à la conversion en dollars canadiens.

Au deuxième trimestre et au premier semestre de 2017, le dollar canadien a fléchi par rapport au dollar américain en raison des attentes différentes à l'égard des taux d'intérêt au Canada et aux États-Unis. La dépréciation du dollar canadien au premier semestre de l'année, par rapport à la période correspondante de 2016, a eu une incidence positive d'environ 22 M\$ sur les produits des activités ordinaires de la société, y compris sur ceux du secteur Hydrocarbures classiques. Au 30 juin 2017, le dollar canadien était plus vigoureux qu'au 31 décembre 2016 par rapport au dollar américain, ce qui a donné lieu à des profits de change latents de 335 M\$ à la conversion de la dette de Cenovus libellée en dollars américains.

## RÉSULTATS FINANCIERS

### Sommaire des résultats financiers consolidés

L'acquisition et les importantes hausses des prix des marchandises au premier semestre de 2017 ont été les principaux moteurs des résultats financiers de la société. Les principales mesures de performance sont analysées en détail dans le présent rapport de gestion.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Semestres clos les 30 juin		2017		2016				2015		
	2017	2016	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
<b>Produits des activités ordinaires<sup>1), 2)</sup></b>	<b>7 578</b>	4 737	<b>4 037</b>	3 541	3 324	2 945	2 746	1 991	2 601	2 905	3 244
<b>Marge d'exploitation<sup>2)</sup></b>											
Total de la marge d'exploitation	<b>1 228</b>	685	<b>778</b>	450	595	487	541	144	357	602	932
Activités abandonnées	<b>924</b>	446	<b>619</b>	305	442	335	424	22	153	360	631
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>											
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<b>1 567</b>	387	<b>1 239</b>	328	164	310	205	182	322	542	335
Activités abandonnées	<b>1 297</b>	215	<b>1 102</b>	94	22	189	121	94	123	366	86
<b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés<sup>3)</sup></b>											
Total des fonds provenant de l'exploitation ajustés	<b>1 115</b>	466	<b>792</b>	323	535	422	440	26	275	444	477
Activités abandonnées	<b>833</b>	287	<b>650</b>	(65)	382	296	352	(65)	71	266	227
<b>Résultat d'exploitation<sup>3)</sup></b>											
Total du résultat d'exploitation	<b>359</b>	(462)	<b>398</b>	(39)	321	(236)	(39)	(423)	(438)	(28)	151
Dilué par action (\$)	<b>0,37</b>	(0,55)	<b>0,36</b>	(0,05)	0,39	(0,28)	(0,05)	(0,51)	(0,53)	(0,03)	0,18
Activités abandonnées	<b>305</b>	(272)	<b>344</b>	(39)	21	(40)	(3)	(269)	(245)	(23)	201
Dilué par action (\$)	<b>0,31</b>	(0,33)	<b>0,31</b>	(0,05)	0,03	(0,05)	-	(0,32)	(0,29)	(0,03)	0,24
<b>Résultat net provenant des activités abandonnées</b>											
De base et dilué par action (\$)	<b>2 792</b>	(195)	<b>2 581</b>	211	(209)	(55)	(231)	36	(448)	1 806	176
<b>Résultat net</b>											
De base et dilué par action (\$)	<b>2 851</b>	(385)	<b>2 640</b>	211	91	(251)	(267)	(118)	(641)	1 801	126
<b>Dépenses d'investissement<sup>4)</sup></b>											
De base et dilué par action (\$)	<b>2,93</b>	(0,46)	<b>2,37</b>	0,25	0,11	(0,30)	(0,32)	(0,14)	(0,77)	2,16	0,15
<b>Dépenses d'investissement<sup>4)</sup></b>	<b>640</b>	559	<b>327</b>	313	259	208	236	323	428	400	357
<b>Dividendes</b>											
Dividendes en numéraire	<b>102</b>	83	<b>61</b>	41	42	41	42	41	132	133	125
En actions émises sur le capital autorisé	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	98
Par action (\$)	<b>0,10</b>	0,10	<b>0,05</b>	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,16	0,16	0,2662

1) Ne tiennent pas compte des produits tirés des activités abandonnées. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, les produits tirés des activités abandonnées se sont établis respectivement à 336 M\$ et 660 M\$ (261 M\$ et 515 M\$ respectivement en 2016). Les chiffres des périodes correspondantes ont été retraités pour tenir compte des activités abandonnées.

2) Total partiel présenté à la note 1 et à la note 8 des états financiers consolidés intermédiaires et défini dans le présent rapport de gestion.

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

4) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles, aux actifs de prospection et d'évaluation, aux actifs détenus en vue de la vente et aux activités abandonnées.

### Produits des activités ordinaires

(en millions de dollars)

	Trimestres	Semestres
<b>Produits des activités ordinaires du trimestre clos le 30 juin 2016</b>	<b>2 746</b>	<b>4 737</b>
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :		
Sables bitumineux	<b>924</b>	<b>1 489</b>
Deep Basin	<b>116</b>	<b>116</b>
Raffinage et commercialisation	<b>268</b>	<b>1 284</b>
Activités non sectorielles et éliminations	<b>(17)</b>	<b>(48)</b>
<b>Produits des activités ordinaires du trimestre clos le 30 juin 2017</b>	<b>4 037</b>	<b>7 578</b>

Les produits tirés des actifs en amont pris collectivement, à l'exclusion des produits tirés du secteur Hydrocarbures classiques, ont augmenté au deuxième trimestre et au premier semestre de 2017, par rapport aux périodes correspondantes de 2016. L'augmentation est attribuable en grande partie à la hausse des volumes de vente par suite de l'acquisition et des phases d'expansion de la phase G de Foster Creek et de la phase F de Christina Lake du secteur Sables bitumineux, de la hausse des prix des marchandises et du fléchissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. Toutes ces augmentations ont été contrebalancées en partie par la hausse des redevances. Les produits tirés du secteur Hydrocarbures classiques ont été comptabilisés en résultat net provenant des activités abandonnées et sont présentés ci-dessous.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté de 13 % et 35 %, respectivement. Les produits tirés des activités de raffinage ont progressé grâce à une hausse des prix des produits raffinés cadrant avec l'augmentation des prix de référence moyens des produits raffinés à Chicago et avec la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. Cette progression a été en partie annulée par la réduction de la production de produits. Les produits tirés des ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers effectuées par le groupe de commercialisation ont augmenté au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017, par rapport aux périodes correspondantes de 2016. Au deuxième trimestre, l'augmentation s'explique par la hausse des prix de vente du pétrole brut et du gaz naturel, compensée en partie par la diminution des volumes de pétrole brut, de gaz naturel et de condensats achetés. Pour le premier semestre, l'augmentation des produits tirés du secteur Commercialisation découle de la hausse des prix de vente du pétrole brut et du gaz naturel et de la croissance des volumes de pétrole brut et de condensats achetés, neutralisée en partie par la baisse des volumes de gaz naturel.

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

La société a l'intention de se départir de la totalité des actifs existants du secteur Hydrocarbures classiques, si bien que ce secteur a été classé dans les activités abandonnées. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, les produits tirés du secteur Hydrocarbures classiques se sont établis respectivement à 336 M\$ et 660 M\$. L'augmentation des produits par rapport à 2016 est essentiellement attribuable à la hausse des prix des marchandises et au fléchissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. Toutes ces augmentations ont été compensées en partie par une hausse des redevances.

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

### Marge d'exploitation

La marge d'exploitation est un total partiel présenté à la note 1 et à la note 8 des états financiers consolidés intermédiaires qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'une période à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie des actifs de la société. La marge d'exploitation correspond aux produits des activités ordinaires, déduction faite des produits achetés, des frais de transport et de fluidification, des charges d'exploitation et de la taxe sur la production et des impôts miniers, plus les profits réalisés liés à la gestion des risques, moins les pertes réalisées sur ces opérations. Les éléments du secteur Activités non sectorielles et éliminations sont exclus du calcul de la marge d'exploitation.

### Total de la marge d'exploitation

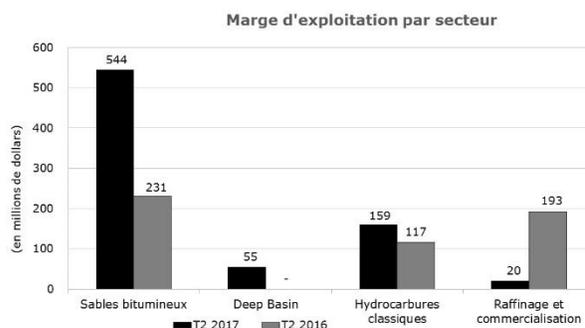
(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>4 479</b>	3 096	<b>8 442</b>	5 408
(Ajouter) déduire :				
Produits achetés	<b>2 183</b>	1 712	<b>4 513</b>	3 140
Transport et fluidification	<b>943</b>	440	<b>1 560</b>	891
Charges d'exploitation	<b>579</b>	393	<b>1 048</b>	845
Taxe sur la production et impôts miniers	<b>5</b>	3	<b>10</b>	5
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	<b>(9)</b>	7	<b>83</b>	(158)
<b>Total de la marge d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>778</b>	541	<b>1 228</b>	685

1) Comprend les résultats du secteur Hydrocarbures classiques, classé dans les activités abandonnées.

### Comparaison des trimestres clos les 30 juin 2017 et 2016

Le total de la marge d'exploitation a augmenté de 44 % au deuxième trimestre de 2017, par rapport à la période correspondante de 2016, principalement en raison des facteurs suivants :

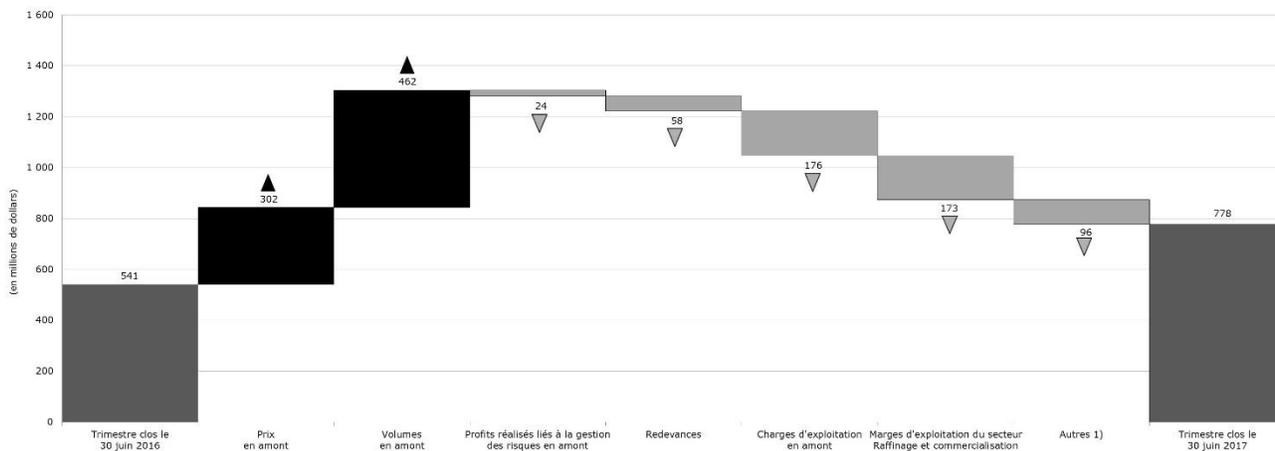
- l'augmentation de 72 % des volumes de vente de liquides et la hausse de 55 % des volumes de vente de gaz naturel, surtout par suite de l'acquisition et des récentes phases d'expansion des sables bitumineux;
- l'augmentation de 22 % du prix de vente moyen des liquides de la société et de 84 % du prix de vente du gaz naturel, conforme à la hausse des prix de référence et à la diversification des produits en raison de la production accrue de pétrole brut moyen et léger et de LGN par les actifs du Deep Basin.



Cette augmentation de la marge d'exploitation a été en partie annulée par les facteurs suivants :

- l'accroissement des frais de transport et de fluidification causé par la hausse des coûts liés à la fluidification découlant d'une augmentation des volumes de condensats requis pour la fluidification de la production accrue tirée des sables bitumineux de la société et des prix des condensats;
- l'augmentation des charges d'exploitation principalement attribuable à l'acquisition, à la hausse des coûts de carburant par suite de la majoration des prix du gaz naturel et aux activités accrues de réparation et d'entretien liées aux travaux de révision prévus à Foster Creek et conformes au budget;
- la diminution de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation par suite du rétrécissement des écarts du brut lourd et de la diminution des marges de craquage moyennes sur le marché, annulée en partie par la réduction des pertes réalisées liées à la gestion des risques;
- la hausse des redevances en raison surtout de l'augmentation du prix de référence du WTI (sur lequel est fondé le taux de redevance), la montée du prix de vente des liquides de la société et l'augmentation des volumes de vente par suite de l'acquisition;
- les profits réalisés liés à la gestion des risques de 11 M\$ se rapportant aux actifs en amont de la société, par rapport à des profits de 35 M\$ au deuxième trimestre de 2016.

### Variation totale de la marge d'exploitation

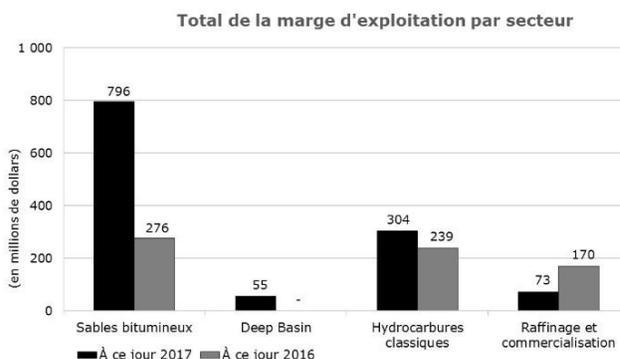


1) L'élément Autres comprend la valeur des condensats vendus comme mélange de pétrole lourd comptabilisés dans les produits des activités ordinaires et les coûts des condensats inscrits dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut ne tient pas compte de l'incidence des achats de condensats.

## Comparaison des semestres clos les 30 juin 2017 et 2016

La marge d'exploitation a augmenté de 79 % au premier semestre de 2017, par rapport à la période correspondante de 2016, principalement en raison des facteurs suivants :

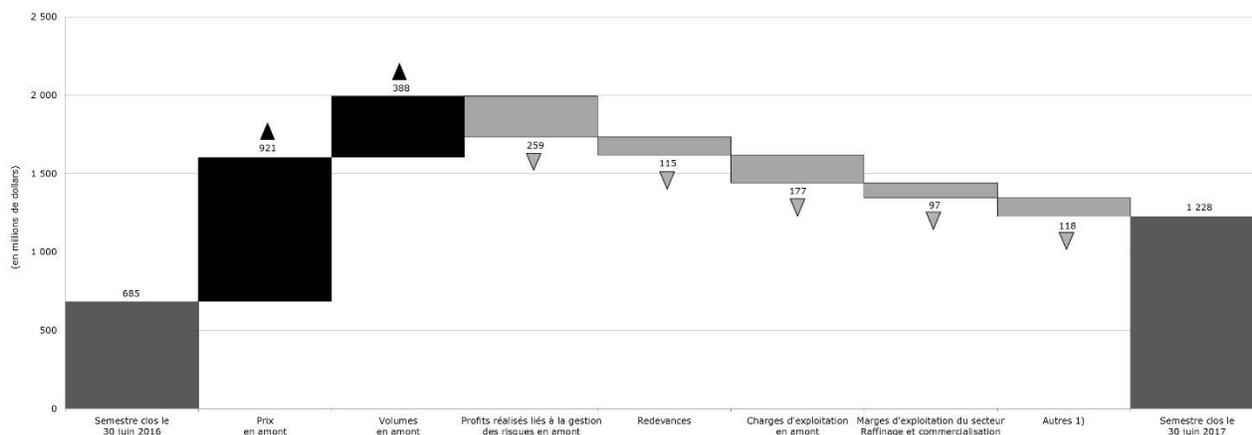
- l'augmentation de 67 % du prix de vente moyen des liquides de la société et de 50 % du prix de vente du gaz naturel, conforme à la hausse des prix de référence et à la diversification des produits en raison de la production accrue de pétrole brut moyen et léger et de LGN par les actifs du Deep Basin;
- l'augmentation de 41 % des volumes de vente de liquides et la hausse de 22 % des volumes de vente de gaz naturel, surtout par suite de l'acquisition et des récentes phases d'expansion de sables bitumineux.



Cette augmentation de la marge d'exploitation a été en partie annulée par les facteurs suivants :

- l'accroissement des frais de transport et de fluidification causé par la hausse des coûts liés à la fluidification découlant d'une augmentation des volumes de condensats requis pour la fluidification de la production accrue tirée des sables bitumineux de la société et des prix des condensats;
- les pertes réalisées de 79 M\$ liées à la gestion des risques se rapportant aux actifs en amont de la société, en regard de profits de 180 M\$ en 2016;
- l'augmentation des charges d'exploitation principalement attribuable à l'acquisition et à la hausse des coûts de carburant par suite de la majoration des prix du gaz naturel;
- la hausse des redevances en raison surtout de l'augmentation du prix de référence du WTI (sur lequel est fondé le taux de redevance), la montée du prix de vente des liquides de la société et l'augmentation des volumes de vente par suite de l'acquisition;
- la diminution de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation par suite du rétrécissement des écarts du brut lourd, de la réduction du taux d'utilisation du pétrole brut, de l'augmentation des charges d'exploitation en raison de l'ampleur accrue des activités de révision au premier trimestre et la diminution des marges sur la vente de produits secondaires.

### Variation totale de la marge d'exploitation



1) L'élément Autres comprend la valeur des condensats vendus comme mélange de pétrole lourd comptabilisés dans les produits des activités ordinaires et les coûts des condensats inscrits dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut ne tient pas compte de l'incidence des achats de condensats.

D'autres renseignements sur les facteurs expliquant la variation de la marge d'exploitation figurent à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

### Marge d'exploitation provenant des activités abandonnées

La marge d'exploitation provenant des activités abandonnées ne tient pas compte des résultats du secteur Hydrocarbures classiques, classé dans les activités abandonnées.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>4 143</b>	2 835	<b>7 782</b>	4 893
(Ajouter) déduire :				
Produits achetés	<b>2 183</b>	1 712	<b>4 513</b>	3 140
Transport et fluidification	<b>889</b>	395	<b>1 455</b>	799
Charges d'exploitation	<b>464</b>	286	<b>823</b>	616
Taxe sur la production et impôts miniers	-	-	-	-
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	<b>(12)</b>	18	<b>67</b>	(108)
<b>Marge d'exploitation provenant des activités abandonnées</b>	<b>619</b>	424	<b>924</b>	446

### Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et fonds provenant de l'exploitation ajustés

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés 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. Ils s'entendent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte non tenu de la variation nette des autres actifs et des autres passifs et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. La variation nette des autres actifs et des autres passifs se compose des coûts de remise en état des lieux et de la capitalisation des régimes de retraite. Les éléments hors trésorerie du fonds de roulement se composent des actifs courants et des passifs courants, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des activités de gestion des risques.

### Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et fonds provenant de l'exploitation ajustés

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>1 239</b>	205	<b>1 567</b>	387
(Ajouter) déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	<b>(25)</b>	(17)	<b>(56)</b>	(46)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	<b>472</b>	(218)	<b>508</b>	(33)
<b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés<sup>1)</sup></b>	<b>792</b>	440	<b>1 115</b>	466

1) Compréhension les résultats du secteur Hydrocarbures classiques, classé dans les activités abandonnées.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont augmenté essentiellement par suite de la hausse de la marge d'exploitation, comme il en est fait mention ci-dessus, du profit réalisé lié à la gestion des risques sur les contrats de change en raison des activités de couverture entreprises pour soutenir l'acquisition et de l'augmentation du produit d'impôt exigible, facteurs compensés en partie par la hausse des charges financières se rapportant principalement à la dette additionnelle engagée pour le financement de l'acquisition.

La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement pour le trimestre clos le 30 juin 2017 découle principalement de la baisse des comptes débiteurs, annulée en partie par l'augmentation des actifs d'impôt exigible. Pour le trimestre clos le 30 juin 2016, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement était essentiellement attribuable à l'augmentation des comptes débiteurs, neutralisée en partie par la hausse des comptes créditeurs.

La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement pour le semestre clos le 30 juin 2017 s'explique essentiellement par la baisse des comptes débiteurs, compensée en partie par l'augmentation des actifs d'impôt exigible. Pour le semestre clos le 30 juin 2016, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement était essentiellement attribuable à l'augmentation des comptes débiteurs, neutralisée en partie par la hausse des comptes créditeurs.

### **Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation provenant des activités poursuivies et fonds provenant de l'exploitation des activités poursuivies ajustés**

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation provenant des activités poursuivies et les fonds provenant de l'exploitation des activités poursuivies ajustés ne tiennent pas compte des résultats du secteur Hydrocarbures classiques, classé dans les activités abandonnées.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation provenant des activités poursuivies</b>	<b>1 102</b>	121	<b>1 297</b>	215
(Ajouter) déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(20)	(13)	(44)	(39)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	472	(218)	508	(33)
<b>Fonds provenant de l'exploitation des activités poursuivies ajustés</b>	<b>650</b>	352	<b>833</b>	287

### **Résultat d'exploitation**

Le résultat d'exploitation est une mesure hors PCGR qui, comme 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 lié à la réévaluation, du profit au titre d'un achat avantageux, 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 avant impôt, compte non tenu de l'incidence des changements apportés aux taux d'imposition prévus par la loi et de la comptabilisation d'une augmentation de la base fiscale aux États-Unis.

### **Total du résultat d'exploitation**

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<b>Résultat, avant impôt<sup>1)</sup></b>	<b>3 342</b>	(348)	<b>3 602</b>	(683)
Ajouter (déduire) :				
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques <sup>2)</sup>	(132)	284	(411)	433
(Profit) perte de change latent autres que d'exploitation <sup>3)</sup>	(279)	18	(335)	(395)
(Profit) lié à la réévaluation	(2 524)	-	(2 524)	-
(Profit) perte à la sortie d'actifs	-	1	1	1
<b>Résultat d'exploitation, avant impôt</b>	<b>407</b>	(45)	<b>333</b>	(644)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	9	(6)	(26)	(182)
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>398</b>	(39)	<b>359</b>	(462)

1) Comprend les activités abandonnées.

2) Tient compte de la reprise de (profits) pertes latents comptabilisés pour des périodes antérieures.

3) Comprend les (profits) pertes de change latents à la conversion des billets libellés en dollars américains émis au Canada et les (profits) pertes de change au règlement d'opérations intersociétés.

Le résultat d'exploitation s'est amélioré au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017 par rapport aux périodes correspondantes de 2016, en raison principalement d'une augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés, mentionnée ci-dessus, des profits de change latents liés aux activités d'exploitation en regard de pertes subies en 2016 et de la réévaluation du paiement éventuel. Pour le trimestre clos le 30 juin 2017, l'augmentation du résultat d'exploitation a été compensée en partie par la hausse de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement. Pour le premier semestre de 2017, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement a diminué légèrement, ce qui a eu une incidence positive sur le résultat d'exploitation.

## Résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies

Le résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies ne tient pas compte des résultats du secteur Hydrocarbures classiques, classé dans les activités abandonnées.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<b>Résultat provenant des activités poursuivies, avant impôt</b>	<b>3 263</b>	(296)	<b>3 523</b>	(406)
Ajouter (déduire) :				
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques <sup>1)</sup>	(132)	284	(411)	433
(Profit) perte de change latent autres que d'exploitation <sup>2)</sup>	(279)	18	(335)	(395)
(Profit) lié à la réévaluation	(2 524)	-	(2 524)	-
(Profit) perte à la sortie d'actifs	-	1	1	1
<b>Résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies, avant impôt</b>	<b>328</b>	7	<b>254</b>	(367)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(16)	10	(51)	(95)
<b>Résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies</b>	<b>344</b>	(3)	<b>305</b>	(272)

1) Tient compte de la reprise de (profits) pertes latents comptabilisés pour des périodes antérieures.

2) Comprend les (profits) pertes de change latents à la conversion des billets libellés en dollars américains émis au Canada et les (profits) pertes de change au règlement d'opérations intersociétés.

## Résultat net

(en millions de dollars)	Trimestres	Semestres
<b>Résultat net des périodes closes le 30 juin 2016</b>	<b>(267)</b>	<b>(385)</b>
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Marge d'exploitation provenant des activités poursuivies	195	478
Activités non sectorielles et éliminations		
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques	416	844
Profit (perte) de change latent	414	77
(Profit) lié à la réévaluation	2 524	2 524
Réévaluation du paiement éventuel	66	66
Profit (perte) à la sortie d'actifs	1	-
Charges <sup>1)</sup>	105	123
Amortissement et épuisement	(162)	(184)
Coûts de prospection	-	1
Produit (charge) d'impôt sur le résultat	(747)	(942)
<b>Résultat net des périodes closes le 30 juin 2017</b>	<b>95</b>	<b>249</b>
	<b>2 640</b>	<b>2 851</b>

1) Tient compte des (profits) pertes liés à la gestion des risques, des frais généraux et frais d'administration, des charges financières, des produits d'intérêts, des (profits) pertes de change réalisés, des coûts de transaction, des frais de recherche, des autres (produits) charges, du montant net des produits des activités ordinaires du secteur Activités non sectorielles et éliminations, des produits achetés, des frais de transport et de fluidification et des charges d'exploitation.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2017, le résultat net a augmenté en raison essentiellement des éléments suivants :

- le profit lié à la réévaluation de 2 524 M\$ à la suite de la cession réputée de la participation préexistante de la société dans FCCL. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter aux rubriques « Activités non sectorielles et éliminations » ou « Acquisition d'actifs de sables bitumineux et du Deep Basin » du présent rapport de gestion;
- l'augmentation du résultat d'exploitation dont il est question ci-dessus;
- les profits latents liés à la gestion des risques de 132 M\$ pour le trimestre, en regard de pertes latentes de 284 M\$ au deuxième trimestre de 2016;
- les profits de change latents autres que d'exploitation de 279 M\$ se rapportant à la conversion de la dette libellée en dollars américains de la société, par rapport à des pertes latentes de 18 M\$ en 2016.

Ces diminutions ont été neutralisées en partie par la hausse de la charge d'impôt différé en 2017 découlant essentiellement du profit lié à la réévaluation de la participation préexistante de la société dans FCCL à la suite de l'acquisition, par rapport à un produit d'impôt différé en 2016.

Le résultat net a augmenté au cours du semestre clos le 30 juin 2017, surtout en raison du profit lié à la réévaluation, des profits latents liés à la gestion des risques de 411 M\$ en regard de pertes latentes de 433 M\$ en 2016 et de la hausse du résultat d'exploitation dont il est question ci-dessus. Ces augmentations ont été compensées en partie par une charge d'impôt différé, en regard d'un produit d'impôt différé en 2016, et par des profits de change latents de 335 M\$ contre des profits latents de 395 M\$ en 2016.

## Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Sables bitumineux	215	139	387	366
Deep Basin	13	-	13	-
Hydrocarbures classiques	50	34	138	73
Raffinage et commercialisation	40	53	86	105
Activités non sectorielles et éliminations	9	10	16	15
<b>Dépenses d'investissement</b>	<b>327</b>	236	<b>640</b>	559
Acquisitions <sup>1)</sup>	29 835	11	29 835	11
Sorties d'actifs <sup>1)</sup>	(9 081)	-	(9 081)	-
<b>Dépenses d'investissement, montant net<sup>2)</sup></b>	<b>21 081</b>	247	<b>21 394</b>	570

1) Dans le cadre de l'acquisition, Cenovus est présumée avoir cédé sa participation préexistante dans FCCL et l'avoir rachetée à la juste valeur conformément à IFRS 3.

2) Comprendent les dépenses liées aux immobilisations corporelles, aux actifs de prospection et d'évaluation, aux actifs détenus en vue de la vente et aux activités abandonnées.

Les dépenses d'investissement du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017 ont augmenté respectivement de 39 % et 14 % en regard de celles de 2016. Au premier semestre de 2017, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont surtout été axées sur les investissements de maintien portant sur la production existante, sur les puits stratigraphiques visant à déterminer l'emplacement des plateformes d'exploitation pour les puits de maintien, les phases d'expansion à court terme et la progression de certains nouveaux actifs et sur la phase d'expansion G de Christina Lake. Les dépenses d'investissement du secteur Deep Basin ont été concentrées, au cours des 45 premiers jours de détention des actifs, sur la planification de la mise en valeur des actifs et le début du programme de forage de la société. Les activités de forage seront centrées sur le forage de puits de production horizontaux pour trouver du gaz riche en liquides dans le corridor du Deep Basin. Au premier semestre de 2017, les dépenses d'investissement du secteur Hydrocarbures classiques ont été axées sur les investissements de maintien et le programme de forage de puits de pétrole avare dans le sud de l'Alberta. Les dépenses d'investissement du secteur Raffinage et commercialisation ont été axées sur la maintenance des immobilisations et la fiabilité des travaux.

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

Cenovus a l'intention de se départir de la totalité des actifs existants du secteur Hydrocarbures classiques afin de désendetter son bilan. La principale priorité de la société consiste à rembourser sa facilité de crédit-relais engagée.

L'approche disciplinée de la société à l'égard de la répartition des capitaux à long terme fait notamment appel à l'établissement de priorités concernant l'affectation des liquidités, comme suit :

- en premier lieu, les flux de trésorerie sont affectés aux dépenses d'investissement de maintien et d'entretien nécessaires pour exercer les activités commerciales existantes;
- en deuxième lieu, ils sont affectés au versement du dividende actuel afin d'offrir un rendement global solide aux actionnaires;
- en troisième lieu, ils sont affectés au capital-développement ou aux investissements discrétionnaires.

Cette méthode de répartition des capitaux comporte l'évaluation de toutes les possibilités à l'aide de critères rigoureux afin de maintenir une structure financière prudente et souple et une situation financière vigoureuse qui l'aident à rester financièrement solide lorsque les flux de trésorerie baissent. En outre, la société continue d'évaluer d'autres occasions commerciales ou financières, notamment des moyens pour dégager des flux de trésorerie de son portefeuille actuel. Pour en savoir plus sur le sujet, se reporter à la section « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Fonds provenant de l'exploitation ajustés <sup>1)</sup>	792	440	1 115	466
Dépenses d'investissement (de maintien et de croissance)	327	236	640	559
Fonds provenant de l'exploitation disponibles <sup>1), 2)</sup>	465	204	475	(93)
Dividendes en numéraire	61	42	102	83
	404	162	373	(176)

1) Comprendent les fonds provenant des activités abandonnées.

2) Les fonds provenant de l'exploitation disponibles sont une mesure hors PCGR correspondant aux fonds provenant de l'exploitation ajustés, déduction faite des dépenses d'investissement.

Après examen de son programme d'investissement suivant le communiqué du 20 juin 2017, Cenovus a mis à jour ses prévisions pour 2017, notamment en ce qui concerne les dépenses d'investissement futures, des économies de coûts possibles ayant été repérées. Pour l'heure, la société prévoit affecter de 1,6 G\$ à 1,8 G\$ aux dépenses d'investissement. Les prévisions ont été réduites d'environ 11 % depuis le 20 juin 2017.

Au premier semestre de 2016, les dépenses d'investissement en excédent des fonds provenant de l'exploitation ajustés ont été financées à même les fonds en caisse.

## 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 de bitume et de gaz naturel dans le nord-est de l'Alberta. Les 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 Telephone Lake. La participation de Cenovus dans certains des terrains de sables bitumineux que la société exploite, notamment ceux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake, est passée de 50 % à 100 % le 17 mai 2017.

**Deep Basin**, qui se compose d'environ trois millions d'acres nettes de terrains riches en gaz naturel et en liquides de gaz naturel. Les actifs sont essentiellement situés dans les secteurs opérationnels d'Elmworth-Wapiti, de Kaybob-Edson et de Clearwater en Alberta et en Colombie-Britannique et comprennent des participations dans de nombreuses installations de traitement du gaz. Les actifs du Deep Basin ont été acquis le 17 mai 2017.

**Hydrocarbures classiques**, qui a été classé dans les activités abandonnées, Cenovus ayant amorcé le processus de mise en vente des actifs du secteur Hydrocarbures classiques. Ce secteur comprend la mise en valeur et la production de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel classiques en Alberta et en Saskatchewan, y compris les actifs liés au pétrole lourd à Pelican Lake, 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 est responsable du transport et de la vente de pétrole brut et de son raffinage en produits pétroliers et chimiques. Cenovus détient deux raffineries situées aux États-Unis conjointement avec l'exploitant, Phillips 66, société ouverte américaine non apparentée. Qui plus est, Cenovus est propriétaire-exploitant d'un terminal de transport ferroviaire de pétrole brut en Alberta. Ce secteur coordonne les activités de commercialisation et de transport de Cenovus visant à optimiser la gamme de produits, les points de livraison, les engagements de transport et 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 à présenter 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.

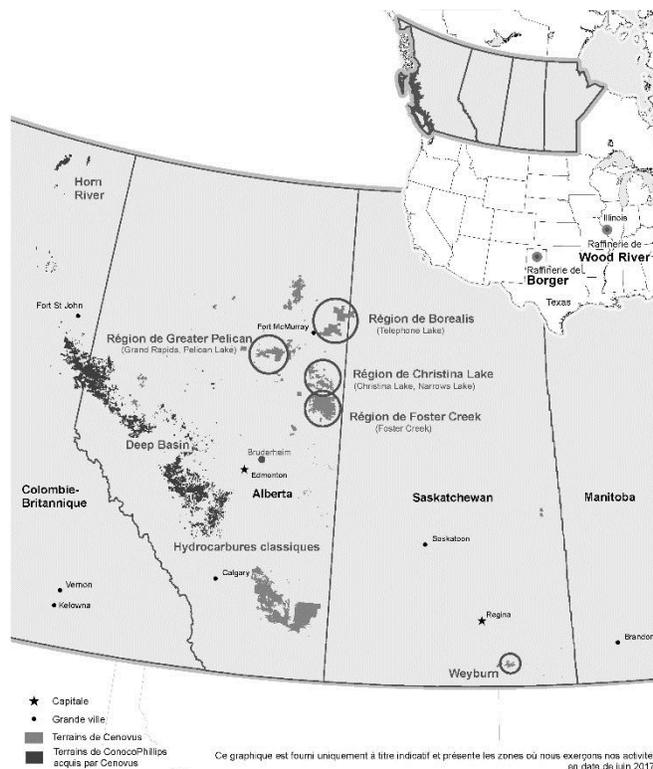
### Produits des activités ordinaires par secteur à présenter<sup>1)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Sables bitumineux <sup>2)</sup>	1 630	706	2 665	1 176
Deep Basin <sup>3)</sup>	116	-	116	-
Raffinage et commercialisation	2 397	2 129	5 001	3 717
Activités non sectorielles et éliminations	(106)	(89)	(204)	(156)
	<b>4 037</b>	<b>2 746</b>	<b>7 578</b>	<b>4 737</b>

1) Au premier trimestre de 2017, Cenovus a annoncé la vente de certains de ses actifs, notamment des actifs de Pelican Lake et de Suffield, dans le cadre de son plan de remboursement de la facilité de crédit-relais engagée à la suite de l'acquisition. Au deuxième trimestre de 2017, elle a annoncé son intention de se départir du reste de ses actifs du secteur Hydrocarbures classiques, y compris des actifs de Palliser et de Weyburn. Le secteur Hydrocarbures classiques a été classé dans les activités abandonnées. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, les produits tirés des activités abandonnées se sont établis respectivement à 336 M\$ et 660 M\$ (261 M\$ et 515 M\$ respectivement en 2016).

2) Les résultats du deuxième trimestre de Cenovus tiennent compte de 45 jours d'exploitation de la participation à 100 % de la société dans FCCL, soit du 17 mai au 30 juin 2017. Pour obtenir davantage de renseignements, se reporter à la rubrique « Acquisition d'actifs de sables bitumineux et du Deep Basin » et à la rubrique « Sables bitumineux » du présent rapport de gestion.

3) Les résultats du deuxième trimestre de Cenovus tiennent compte de 45 jours d'exploitation des actifs du Deep Basin, soit du 17 mai au 30 juin 2017. Pour obtenir davantage de renseignements, se reporter à la rubrique « Acquisition d'actifs de sables bitumineux et du Deep Basin » et à la rubrique « Deep Basin » du présent rapport de gestion.



## SABLES BITUMINEUX

Dans le nord-est de l'Alberta, Cenovus détient désormais la totalité des projets de sables bitumineux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake à la suite de la conclusion de l'acquisition. La société est également propriétaire de plusieurs nouveaux projets en phase initiale de mise en valeur, notamment son projet détenu à 100 % de Telephone Lake. Le secteur Sables bitumineux comprend de plus le bien de gaz naturel d'Athabasca dont une partie de la production sert de combustible pour les activités de Foster Creek, qui est adjacent.

Au deuxième trimestre de 2017 par rapport à celui de 2016, les principaux événements qui ont eu une incidence sur le secteur Sables bitumineux sont les suivants :

- l'augmentation de la participation de Cenovus dans FCCL, qui est passée de 50 % à 100 % à la suite de la conclusion de l'acquisition le 17 mai 2017;
- l'augmentation de 84 % de la production de pétrole brut, en raison de l'acquisition et des volumes de production supplémentaires provenant de la phase G de Foster Creek et de la phase F de Christina Lake, qui ont été mises en service au second semestre de 2016;
- les prix nets opérationnels relatifs au pétrole brut, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques, de 22,34 \$ le baril, soit une augmentation de 55 % par rapport au deuxième trimestre de 2016;
- une marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement, de 329 M\$, soit une augmentation de 237 M\$.

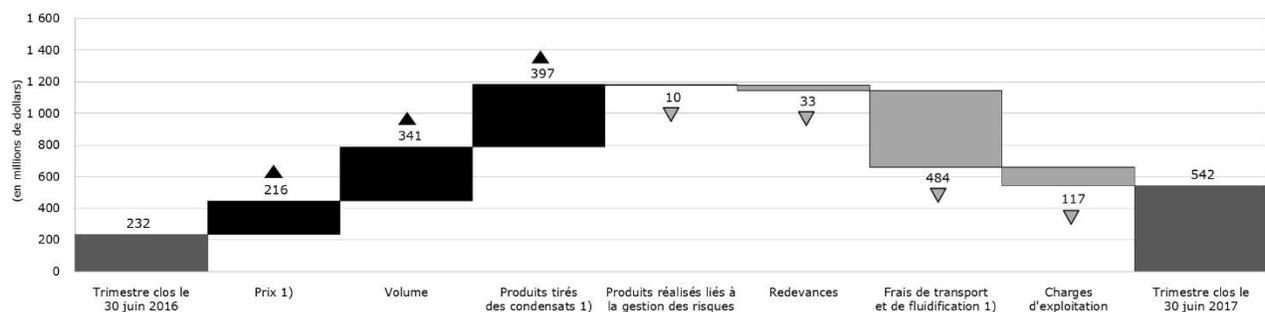
### Sables bitumineux – pétrole brut

#### Comparaison des trimestres clos les 30 juin 2017 et 2016

##### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin	
	2017	2016
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>1 661</b>	707
Déduire : redevances	<b>36</b>	3
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>1 625</b>	704
<b>Charges</b>		
Transport et fluidification	<b>879</b>	395
Activités d'exploitation	<b>218</b>	101
(Profit) perte lié à la gestion des risques	<b>(14)</b>	(24)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>542</b>	232
Dépenses d'investissement	<b>215</b>	138
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>327</b>	94

#### 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. Les coûts des condensats sont comptabilisés dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut exclut l'incidence des condensats achetés.

#### Produits des activités ordinaires

##### Prix

Au deuxième trimestre de 2017, le prix de vente moyen du pétrole brut s'est sensiblement accru, passant à 39,73 \$ le baril (30,59 \$ le baril en 2016). Cette hausse du prix de vente du pétrole brut par la société cadre avec l'augmentation des prix de référence du WCS et du Christina Dilbit Blend (« CDB »), le rétrécissement de l'écart WCS-condensats et le fléchissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. L'écart entre le WCS et le CDB s'est contracté pour se chiffrer à un escompte de 1,53 \$ US le baril (escompte de 2,64 \$ US le baril en 2016).

Le prix de vente du pétrole brut dépend notamment du coût des condensats employés pour la fluidification. Les ratios de fluidification de la société se situent dans une fourchette de 25 % à 33 %. Lorsque le coût des condensats augmente par rapport au prix du pétrole brut dilué, le prix de vente de la société pour le bitume diminue. En raison de la forte demande de condensats à Edmonton, la société achète aussi des condensats sur le marché des États-Unis. Ainsi, le coût moyen des condensats de la société dépasse habituellement le prix de référence d'Edmonton en raison du transport entre les divers marchés et jusqu'aux champs pétroliers. De plus, il peut s'écouler jusqu'à trois mois entre le moment où la société achète les condensats et celui où elle les mélange avec sa production. Le contexte de hausse des prix devrait être dans une certaine mesure favorable au prix de vente du bitume de la société, puisque celle-ci utilise des condensats achetés plus tôt au cours de l'exercice à un prix moins élevé.

#### Volumes de production

(en barils par jour)	Trimestres clos les 30 juin		2016
	2017	Variation	
Foster Creek	107 859	67 %	64 544
Christina Lake	153 953	97 %	78 060
	<b>261 812</b>	<b>84 %</b>	<b>142 604</b>

La production à Foster Creek s'est accrue par rapport à 2016, en raison surtout de l'acquisition et des volumes de production supplémentaires tirés de l'expansion de la phase G, facteurs compensés en partie par l'incidence de la révision prévue de 20 jours, y compris les périodes de ralentissement et de reprise, à Foster Creek. Pour le trimestre clos le 30 juin 2017, l'augmentation globale des volumes de production à la suite de l'acquisition s'est établie à 36 534 barils par jour. L'incidence de la révision s'est chiffrée à environ 11 073 barils par jour au deuxième trimestre de 2017.

L'augmentation de la production de Christina Lake au cours du trimestre clos le 30 juin 2017 est principalement attribuable à l'acquisition et aux volumes de production supplémentaires tirés de l'expansion de la phase F. L'augmentation globale des volumes de production se rapportant à l'acquisition pour le trimestre clos le 30 juin 2017 s'est élevée à 51 709 barils par jour.

#### Condensats

Le bitume produit à l'heure actuelle par Cenovus doit être mélangé à des condensats qui en réduisent la consistance avant son transport par pipeline 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. Étant donné le rétrécissement de l'écart entre le WCS et les condensats au deuxième trimestre de 2017, la proportion du coût des condensats récupéré a augmenté. Les volumes de condensats utilisés ont augmenté à la suite de l'acquisition.

#### 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 en utilisant 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. Pour le trimestre clos le 30 juin 2017, le calcul des redevances de la société était fonction des profits nets alors qu'il était fondé sur les produits bruts en 2016.

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

#### Taux de redevance réel

(en pourcentage)	Trimestres clos les 30 juin	
	2017	2016
Foster Creek	7,3	1,0
Christina Lake	2,6	1,2

Les redevances ont augmenté de 33 M\$ au deuxième trimestre, par rapport à la période correspondante de 2016, surtout en raison de la hausse du prix de référence du WTI (dont le taux de redevance est tributaire).

## Charges

### Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 484 M\$. L'augmentation des coûts liés à la fluidification est imputable à l'accroissement des volumes de condensats requis par la production accrue de la société et à la hausse des prix des condensats. Les coûts des condensats ont été supérieurs au prix de référence moyen à Edmonton au deuxième trimestre, essentiellement à cause des frais de transport associés à l'acheminement des condensats entre les divers marchés et vers les projets de sables bitumineux de Cenovus.

Les frais de transport ont augmenté, principalement en raison de la hausse des volumes de vente par suite de l'acquisition et de la mise en production progressive des phases d'expansion. Pour aider à s'assurer que la capacité de transport corresponde à la croissance prévue de sa production, la société a conclu des engagements relatifs à la capacité de transport qui sont supérieurs à sa production actuelle. La croissance de la production devrait réduire les frais de transport par baril de la société.

En outre, les frais de transport ferroviaire ont augmenté, car des volumes supérieurs ont été acheminés par train au deuxième trimestre, par rapport à 2016. La société a acheminé en moyenne 8 280 barils par jour de pétrole brut par transport ferroviaire (5 405 barils par jour en 2016).

### Frais de transport unitaires

Les frais de transport ont diminué de 1 \$ le baril à Foster Creek, et de 0,80 \$ le baril à Christina Lake. Ces diminutions sont essentiellement attribuables à l'augmentation des volumes de vente et à la proportion accrue de ventes au Canada par rapport aux États-Unis, si bien que les coûts liés aux tarifs pipeliniers ont baissé. La diminution à Foster Creek a été annulée en partie par la hausse des coûts ferroviaires en raison des volumes accrus expédiés par trains-blocs.

### Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation au deuxième trimestre ont été la main-d'œuvre, le carburant, les réparations et la maintenance ainsi que les produits chimiques. Au total, les charges d'exploitation ont augmenté de 117 M\$, en raison surtout de l'acquisition, des coûts du carburant découlant de l'augmentation des prix du gaz naturel et des coûts accrus de réparation et de maintenance liés à la révision à Foster Creek.

### Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Trimestres clos les 30 juin		2016
	2017	Variation	
<b>Foster Creek</b>			
Carburant	2,89	76 %	1,64
Autres coûts	9,42	11 %	8,51
Total	12,31	21 %	10,15
<b>Christina Lake</b>			
Carburant	2,38	68 %	1,42
Autres coûts	4,66	(5) %	4,93
Total	7,04	11 %	6,35
<b>Total</b>	<b>9,19</b>	<b>14 %</b>	<b>8,06</b>

À Foster Creek, les coûts du carburant par baril ont augmenté par rapport à 2016 en raison de la hausse du prix du gaz naturel. Les charges d'exploitation unitaires autres que le carburant par baril ont augmenté également, surtout en raison des activités accrues de réparation et de maintenance et des coûts de traitement et de transport par camion des déchets et des liquides découlant des travaux de révision, facteurs compensés en partie par l'accroissement de la production.

À Christina Lake, le coût du carburant par baril a augmenté en 2017 par suite de la hausse du prix du gaz naturel. Les charges d'exploitation unitaires autres que le carburant ont diminué, surtout en raison de l'accroissement de la production, compensé en partie par l'augmentation de la main-d'œuvre et des coûts des produits chimiques utilisés dans la phase F.

## Prix nets opérationnels<sup>1)</sup>

(\$/baril)	Foster Creek		Christina Lake	
	2017	Trimestres clos les 30 juin 2016	2017	2016
Prix de vente	44,38	33,40	36,54	28,31
Redevances	2,49	0,23	0,85	0,28
Transport et fluidification	10,44	11,44	4,10	4,90
Charges d'exploitation	12,31	10,15	7,04	6,35
<b>Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>19,14</b>	11,58	<b>24,55</b>	16,78
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	1,01	1,88	0,34	1,96
<b>Prix net opérationnel, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>20,15</b>	13,46	<b>24,89</b>	18,74

1) Les prix nets opérationnels tiennent compte de la marge par baril de pétrole brut avant fluidification.

### Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques du deuxième trimestre de 2017 ont donné lieu à des profits réalisés de 14 M\$ (profits réalisés de 24 M\$ en 2016), ce qui cadre avec le fait que les prix contractuels de la société étaient supérieurs aux prix de référence moyens.

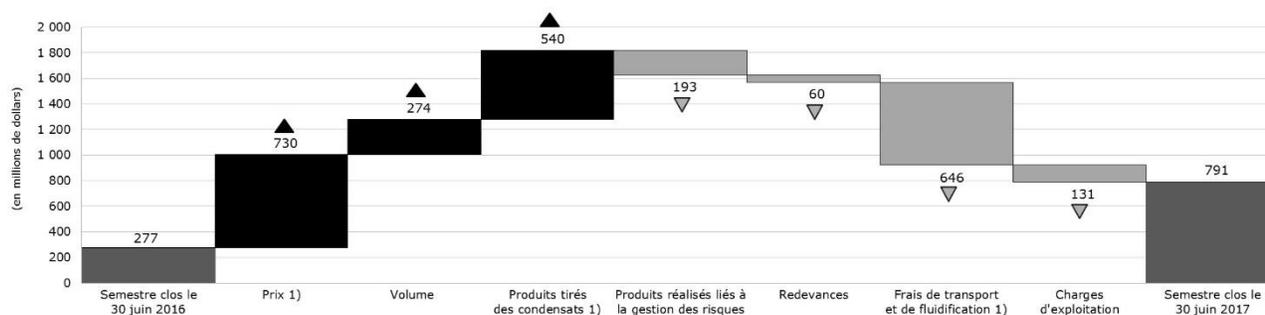
### Comparaison des semestres clos les 30 juin 2017 et 2016

#### Résultats financiers

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>2 716</b>	1 172
Déduire : redevances	63	3
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>2 653</b>	1 169
<b>Charges</b>		
Transport et fluidification	1 445	799
Activités d'exploitation	354	223
(Profit) perte lié à la gestion des risques	63	(130)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>791</b>	277
Dépenses d'investissement	384	365
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>407</b>	(88)

En 2016, l'excédent des dépenses d'investissement sur la marge d'exploitation tirée du secteur Sables bitumineux était financé par la marge d'exploitation provenant des activités des secteurs Hydrocarbures classiques et Raffinage et commercialisation ainsi que par les fonds en caisse.

### Variation de la marge d'exploitation



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

## Produits des activités ordinaires

### Prix

Au cours du semestre clos le 30 juin 2017, le prix de vente moyen du pétrole brut s'est passablement accru, passant à 39,09 \$ le baril (20,28 \$ le baril en 2016). Cette importante hausse du prix de vente du pétrole brut par la société cadre avec l'augmentation des prix de référence du WCS et du Christina Dilbit Blend (« CDB »), le rétrécissement de l'écart WCS-condensats et le fléchissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. L'écart entre le WCS et le CDB s'est contracté pour se chiffrer à un escompte de 1,66 \$ US le baril (escompte de 2,30 \$ US le baril en 2016).

### Volumes de production

(en barils par jour)	Semestres clos les 30 juin		2016
	2017	Variation	
Foster Creek	94 437	51 %	62 713
Christina Lake	127 442	64 %	77 577
	<b>221 879</b>	<b>58 %</b>	140 290

La production à Foster Creek s'est accrue par rapport à 2016, en raison surtout des volumes de production supplémentaires tirés de l'expansion de la phase G et de l'acquisition, facteurs compensés en partie par l'incidence de la révision prévue de 20 jours à Foster Creek. L'augmentation de la production de Christina Lake au cours du semestre clos le 30 juin 2017 est principalement attribuable à l'acquisition et aux volumes de production supplémentaires tirés de l'expansion de la phase F. L'augmentation globale des volumes de production se rapportant à l'acquisition pour le semestre clos le 30 juin 2017 s'est élevée à 18 453 barils par jour à Foster Creek et à 25 998 barils par jour à Christina Lake. L'incidence de la révision à Foster Creek s'est chiffrée à environ 5 567 barils par jour en 2017.

### Redevances

#### Taux de redevance réel

(en pourcentage)	Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016
Foster Creek	7,8	0,3
Christina Lake	2,6	1,2

Les redevances ont augmenté de 60 M\$. Pour le premier semestre de 2017, le calcul des redevances de la société pour Foster Creek est fonction des profits nets alors qu'il était fondé sur les produits bruts en 2016. Les redevances de la société pour ce projet ont augmenté surtout en raison de la hausse du prix de référence du WTI (dont le taux de redevance est tributaire). En 2016, le faible taux de redevance était essentiellement imputable à la faiblesse des prix de vente du pétrole brut et à la mise à jour du calcul des redevances de 2015.

L'augmentation des redevances à Christina Lake en 2017 est principalement attribuable à la hausse du prix de référence du WTI (dont le taux de redevance est tributaire) et à la majoration des prix de vente.

## Charges

### Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 646 M\$. L'augmentation des coûts liés à la fluidification est imputable à l'accroissement des volumes de condensats requis par la production accrue de la société et des prix des condensats. Les coûts des condensats ont été supérieurs au prix de référence moyen à Edmonton au cours du semestre clos le 30 juin 2017, essentiellement à cause des frais de transport associés à l'acheminement des condensats entre les divers marchés et vers les projets de sables bitumineux de Cenovus.

Les frais de transport ont augmenté, principalement en raison de la hausse des volumes de vente par suite de la mise en production progressive des phases d'expansion et de l'acquisition.

En outre, les frais de transport ferroviaire ont augmenté, car des volumes supérieurs ont été acheminés par train, par rapport à 2016. La société a acheminé en moyenne 9 370 barils par jour de pétrole brut par transport ferroviaire (3 859 barils par jour en 2016).

#### Frais de transport unitaires

Les frais de transport ont diminué de 0,80 \$ le baril à Foster Creek, et de 0,99 \$ le baril à Christina Lake. Ces diminutions sont essentiellement attribuables à l'augmentation des volumes de vente et à la proportion accrue de ventes au Canada par rapport aux États-Unis, si bien que les coûts liés aux tarifs pipeliniers ont baissé. La diminution à Foster Creek a été annulée en partie par la hausse des coûts ferroviaires en raison des volumes accrus expédiés par trains-blocs.

### Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation au premier semestre de 2017 ont été la main-d'œuvre, le carburant, les réparations et la maintenance, les reconditionnements ainsi que les produits chimiques. Au total, les charges d'exploitation ont augmenté de 131 M\$, en raison surtout des coûts du carburant découlant de l'augmentation des prix du gaz naturel, de l'acquisition et des coûts accrus de réparation et de maintenance liés à la révision à Foster Creek.

#### Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Semestres clos les 30 juin		2016
	2017	Variation	
<b>Foster Creek</b>			
Carburant	2,91	42 %	2,05
Autres coûts	8,42	(7) %	9,04
Total	11,33	2 %	11,09
<b>Christina Lake</b>			
Carburant	2,45	44 %	1,70
Autres coûts	4,97	(6) %	5,30
Total	7,42	6 %	7,00
<b>Total</b>	<b>9,10</b>	<b>4 %</b>	<b>8,79</b>

À Foster Creek, les coûts du carburant par baril ont augmenté par rapport à 2016 par suite de la hausse du prix du gaz naturel. Les charges d'exploitation unitaires autres que le carburant par baril ont diminué, surtout en raison de l'accroissement de la production et d'une mise à jour de la charge au titre des émissions de 2016 aux termes de la réglementation intitulée *Specified Gas Emitters Regulation* (la « SGER »), facteurs compensés en partie par la hausse des coûts d'entretien et de maintenance, des coûts de traitement et de transport par camion des déchets et des liquides par suite des travaux de révision et des coûts de reconditionnement associés au remplacement d'un plus grand nombre de pompes ainsi que par une consommation accrue d'électricité.

À Christina Lake, les coûts du carburant par baril ont augmenté en 2017 par suite de la hausse du prix du gaz naturel. Les charges d'exploitation unitaires autres que le carburant ont diminué, surtout en raison de l'accroissement de la production, compensé en partie par une mise à jour de la charge au titre des émissions de 2016 aux termes de la réglementation intitulée *Specified Gas Emitters Regulation* (la « SGER »), et de l'augmentation de la main-d'œuvre et des coûts des produits chimiques utilisés dans la phase F. Les émissions de Christina Lake sont inférieures au seuil établi par la SGER et génèrent des crédits de performance qui sont déduits de la charge de Foster Creek.

#### Prix nets opérationnels<sup>1)</sup>

(\$/baril)	Foster Creek		Christina Lake	
	Semestres clos les 30 juin		2017	2016
	2017	2016	2017	2016
Prix de vente	42,79	22,78	36,29	18,33
Redevances	2,64	0,04	0,85	0,16
Transport et fluidification	9,29	10,09	4,11	5,10
Charges d'exploitation	11,33	11,09	7,42	7,00
<b>Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>19,53</b>	1,56	<b>23,91</b>	6,07
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(1,84)	5,63	(1,44)	4,77
<b>Prix nets opérationnel, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>17,69</b>	7,19	<b>22,47</b>	10,84

1) Les prix nets opérationnels tiennent compte de la marge par baril de pétrole brut avant fluidification.

#### Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques du premier semestre de 2017 ont donné lieu à des pertes réalisées de 63 M\$ (profits réalisés de 130 M\$ en 2016), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient supérieurs aux prix contractuels de la société.

#### Sables bitumineux – gaz naturel

Le secteur Sables bitumineux comprend les activités liées au gaz naturel dans le nord-est de l'Alberta. Une partie de la production de gaz naturel tirée du bien situé en Athabasca sert de carburant à Foster Creek. La production de gaz naturel de la société pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, déduction faite de la consommation interne, s'est chiffrée respectivement à 12 Mpi<sup>3</sup>/j et 13 Mpi<sup>3</sup>/j (18 Mpi<sup>3</sup>/j et 17 Mpi<sup>3</sup>/j respectivement en 2016).

La marge d'exploitation sur la production de gaz naturel du secteur Sables bitumineux s'est établie à 2 M\$ au deuxième trimestre (néant en 2016) et à 3 M\$ pour le premier semestre (1 M\$ en 2016), une hausse principalement attribuable à l'augmentation des prix de vente du gaz naturel.

## Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Foster Creek	120	68	190	157
Christina Lake	77	61	140	175
	197	129	330	332
Narrows Lake	3	1	8	5
Telephone Lake	5	3	29	10
Grand Rapids	1	1	1	6
Autres <sup>1)</sup>	9	5	19	13
<b>Dépenses d'investissement<sup>2)</sup></b>	<b>215</b>	<b>139</b>	<b>387</b>	<b>366</b>

1) Comprend les nouvelles zones de ressources et le gaz naturel d'Athabasca.

2) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles, aux actifs de prospection et d'évaluation et aux actifs détenus en vue de la vente.

### Projets existants

Les dépenses d'investissement tiennent compte du fait que FCCL est la propriété exclusive de Cenovus depuis le 17 mai 2017. Au premier semestre de 2017, à Foster Creek, les dépenses d'investissement visaient des investissements de maintien liés à la production actuelle et aux puits stratigraphiques. En 2016, elles ont été faibles, la société ayant réduit ses dépenses en raison des faibles prix des marchandises.

Au premier semestre de 2017, à Christina Lake, les dépenses d'investissement visaient des investissements de maintien liés à la production actuelle, à l'expansion de la phase G et aux puits stratigraphiques. Les dépenses d'investissement ont augmenté au deuxième trimestre de 2017 par rapport à 2016, du fait que FCCL est la propriété exclusive de la société depuis le 17 mai 2017. Au premier semestre de 2017, elles ont diminué en raison de l'achèvement de l'expansion de la phase F. En 2016, les dépenses d'investissement étaient axées sur des investissements de maintien liés à la production actuelle, l'achèvement de l'expansion de la phase F et les puits stratigraphiques.

Au premier semestre de 2017, à Narrows Lake, les dépenses d'investissement ont été consacrées au forage de puits stratigraphiques visant l'avancement du projet. Les dépenses d'investissement sont demeurées relativement constantes en 2017 par rapport à 2016.

### Nouveaux projets

Au premier semestre de 2017, à Telephone Lake, les dépenses d'investissement ont été consacrées au forage de puits stratigraphiques visant à poursuivre l'évaluation du projet, et elles ont augmenté par rapport à 2016. En 2016, les dépenses avaient été réduites à cause de la faiblesse des prix des marchandises et visaient l'ingénierie préliminaire des installations centrales de traitement.

### Travaux de forage

Semestre clos le 30 juin	Puits de forage stratigraphique bruts		Puits productifs bruts <sup>1)</sup>	
	2017	2016	2017	2016
Foster Creek	93	95	20	11
Christina Lake	98	97	8	19
	191	192	28	30
Narrows Lake	2	-	-	-
Telephone Lake	13	-	-	-
Autres	1	5	-	-
	207	197	28	30

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

Les puits d'exploration stratigraphique sont destinés à aider à délimiter les emplacements des plateformes d'exploitation pour les puits de maintien et les phases d'expansion à court terme ainsi qu'à évaluer davantage les nouveaux actifs.

### Dépenses d'investissement futures

Après examen de son programme d'investissement suivant le communiqué du 20 juin 2017, Cenovus a mis à jour ses estimations pour 2017.

Les dépenses d'investissement dans le secteur Sables bitumineux pour l'ensemble de l'exercice 2017 devraient se situer entre 1 000 M\$ et 1 120 M\$. Les estimations ont été réduites d'environ 7 % depuis le 20 juin 2017.

À Foster Creek, les phases A à G sont actuellement en production. La société prévoit que les dépenses d'investissement s'établiront entre 480 M\$ et 530 M\$ en 2017. Elle pense continuer de consacrer à des investissements de maintien visant la production existante et à la poursuite de l'expansion de la phase H, qui pourra produire jusqu'à 40 000 barils par jour, en vue d'obtenir l'aval des organismes de réglementation.

À Christina Lake, les phases A à F sont en production. Les dépenses d'investissement de 2017 devraient se chiffrer entre 450 M\$ et 500 M\$ et être axées sur les investissements de maintien et la construction de l'expansion de la phase G, précédemment reportée. Les travaux de construction sur place de la phase G, dont la capacité nominale initiale sera de 50 000 barils bruts par jour, ont repris et devraient continuer de progresser au premier trimestre de 2017. La phase G devrait entrer en production à la fin de 2019.

Pour 2017, il est prévu que les dépenses d'investissement à Narrows Lake et aux nouvelles zones de ressources se situent entre 70 M\$ et 90 M\$ et portent sur un programme de forage de puits stratigraphiques à Telephone Lake et à Narrows Lake ainsi que sur les travaux techniques et la préservation de l'équipement par suite de l'interruption de la construction à Narrows Lake.

### Amortissement et épuisement et coûts de prospection

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

Le tableau ci-dessous illustre le calcul du taux d'épuisement implicite du total des actifs en amont à l'aide des données consolidées présentées. Il tient compte du secteur Hydrocarbures classiques, classé comme étant détenu en vue de la vente. Le taux d'épuisement ne s'applique plus aux actifs ainsi classés.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	<b>31 décembre 2016</b>
Valeur comptable des immobilisations corporelles en amont	<b>11 878</b>
Dépenses d'investissement de croissance futures estimatives	<b>18 378</b>
Total du coût de base estimatif des immobilisations corporelles en amont	<b>30 256</b>
Total des réserves prouvées (Mbep)	<b>2 667</b>
<b>Taux d'épuisement implicite (\$/bep)</b>	<b>11,34</b>

Ce tableau illustre le calcul du taux d'épuisement implicite; cependant, le taux d'épuisement moyen réel de la société se situe entre 9,40 \$ et 9,90 \$ le bep. Les actifs en construction, les actifs détenus en vue de la vente et les activités abandonnées qui, aux fins de ce calcul implicite, sont inclus dans le total du coût de base estimatif des immobilisations corporelles en amont et auxquels sont attribuées des réserves prouvées, ne sont pas soumis en réalité à l'épuisement. De plus, le calcul du taux propre à chaque bien exclut les immobilisations en amont qui sont amorties selon le mode linéaire. Voilà pourquoi la charge d'épuisement réelle de la société diffère de celle obtenue par l'application du taux d'épuisement implicite indiqué ci-dessus. D'autres renseignements sur la méthode comptable adoptée à l'égard de l'amortissement et de l'épuisement figurent dans les notes annexes aux états financiers consolidés de Cenovus au 31 décembre 2016.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux a augmenté respectivement de 117 M\$ et 139 M\$, par rapport à 2016. Cette augmentation est attribuable à la hausse des volumes de vente découlant essentiellement de l'acquisition. Le taux d'épuisement moyen pour le premier semestre de 2017 s'est établi à environ 10,99 \$ le baril, en regard de 11,55 \$ le baril en 2016. La charge d'amortissement et d'épuisement a diminué en raison principalement des ajouts aux réserves prouvées et de la baisse des coûts de mise en valeur futurs, facteurs compensés en partie par l'augmentation de la valeur comptable des actifs de la société par suite de la réévaluation de ses actifs préexistants et de l'acquisition d'une participation supplémentaire de 50 % à la juste valeur.

Les coûts de mise en valeur future ont baissé grâce aux économies de coûts réalisées à Foster Creek et à Christina Lake par suite d'une réduction des coûts par puits et de l'accroissement de l'espacement entre les paires de puits. Cette baisse a été en partie annulée par une augmentation des coûts liés à l'expansion de la zone mise en valeur et à l'inclusion des coûts de la phase G de Christina Lake.

Aucun coût de prospection n'a été comptabilisé en 2017 (1 M\$ en 2016).

### Actifs et passifs détenus en vue de la vente

En parallèle avec l'annonce, le 29 mars 2017, de l'acquisition de la participation de 50 % que ConocoPhillips détient dans FCCL et de la majorité des actifs du Deep Basin de ConocoPhillips, la société a entrepris la mise en vente de certains biens non essentiels, notamment le projet Grand Rapids, adjacent à ses actifs de pétrole lourd à Pelican Lake. Par conséquent, le projet Grand Rapids a été reclassé dans les actifs détenus en vue de la vente. Ces actifs ont été comptabilisés au plus faible de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée des coûts de vente. La juste valeur estimative de ces actifs est supérieure à leur valeur comptable.

## DEEP BASIN

Le 17 mai 2017, la société a acquis la majeure partie des actifs de pétrole brut classique et de gaz naturel de ConocoPhillips dans l'Ouest canadien, notamment des terrains non mis en valeur, des actifs de prospection et de production ainsi que les infrastructures qui s'y rattachent, en Alberta et en Colombie-Britannique. Les actifs du Deep Basin de la société comprennent des terrains d'une superficie d'environ trois millions d'acres situés principalement dans les zones d'exploitation Elmworth-Wapiti, Kaybob-Edson et Clearwater, selon une participation moyenne de 70 %. De plus, les actifs du Deep Basin comprennent des participations dans de nombreuses installations de traitement de gaz naturel assorties d'une capacité de traitement nette estimative de 1,4 Gpi<sup>3</sup>/j. Les actifs du Deep Basin devraient fournir des possibilités de mise en valeur à cycle de production court présentant un potentiel de rendement élevé qui compléteront les activités de mise en valeur des sables bitumineux. La production du Deep Basin devrait fournir une couverture économique à l'égard du gaz naturel nécessaire comme combustible aux activités de sables bitumineux et de raffinage de la société, ainsi que des LGN qui pourraient servir à la production de futurs projets de sables bitumineux assistés par solvants.

Les résultats du deuxième trimestre tiennent compte des 45 jours d'activité des actifs du Deep Basin à compter du 17 mai 2017. L'intégration sécuritaire et efficace des actifs du Deep Basin est l'une des principales priorités de Cenovus. La société s'engage à nouer des relations solides avec les parties intéressées et les collectivités à mesure qu'elle met en place ses activités d'exploitation dans la région du Deep Basin. Les principaux facteurs qui ont eu une incidence sur le secteur Deep Basin comprennent les suivants :

- les prix nets opérationnels de 9,66 \$ par bep;
- la production totale depuis la date d'acquisition s'est établie en moyenne à 119 273 bep/j, soit l'équivalent de 58 981 bep/j pour le trimestre clos le 30 juin 2017, et de 29 654 bep/j pour le semestre clos le 30 juin 2017;
- des produits des activités ordinaires de 116 M\$;
- des charges d'exploitation totales de 51 M\$, soit 8,84 \$ par bep;
- une marge d'exploitation déduction faite des dépenses d'investissement, de 42 M\$.

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Période du 17 mai au 30 juin 2017
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>124</b>
Déduire : redevances	8
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>116</b>
<b>Charges</b>	
Transport et fluidification	10
Activités d'exploitation	51
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>55</b>
Dépenses d'investissement	13
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>42</b>

### Produits des activités ordinaires

Prix

(en millions de dollars)	Période du 17 mai au 30 juin 2017
LGN (\$/b)	27,22
Pétrole léger et moyen (\$/b)	62,29
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	2,88
<b>Total d'équivalents de pétrole (\$/bep)</b>	<b>21,94</b>

Les actifs du Deep Basin servent à la production d'une gamme diverse de produits allant du gaz naturel, des condensats et d'autres LGN (notamment l'éthane, le propane, le butane et le pentane) au pétrole léger et moyen. Le prix de vente pour le total des équivalents de pétrole s'est établi en moyenne à 21,94 \$ par bep pour la période close le 30 juin 2017.

Les produits des activités ordinaires tiennent compte de produits liés aux frais de traitement de 6 M\$ relativement à la participation de Cenovus dans les installations de traitement du gaz naturel. La société n'inclut pas les produits tirés des frais de traitement dans ses mesures de prix unitaires ni dans ses prix nets opérationnels.

## Volumes de production

(en barils par jour)	Trimestre clos le 30 juin 2017	Trimestre clos le 30 juin 2017
<b>Liquides</b>		
LGN (b/j)	13 835	6 956
Pétrole léger et moyen (b/j)	3 059	1 538
	<b>16 894</b>	<b>8 494</b>
<b>Gaz naturel (Mpi<sup>3</sup>/j)</b>	<b>253</b>	<b>127</b>
<b>Production totale (bep/j)</b>	<b>58 981</b>	<b>29 654</b>
Production de gaz naturel (% par rapport au total)	71 %	71 %
Production de liquides (% par rapport au total)	29 %	29 %

La production totale depuis la date de l'acquisition jusqu'au 30 juin 2017 s'est chiffrée à 119 273 bep/j, l'équivalent de 58 981 bep/j pour le trimestre clos le 30 juin 2017, et de 29 654 bep/j pour le semestre clos le 30 juin 2017.

## Redevances

Les actifs du Deep Basin sont assujettis à des régimes de redevances en Alberta et en Colombie-Britannique. En Alberta, divers programmes allègent le taux de redevance à l'égard de la production de gaz naturel. Les puits de gaz naturel en Alberta bénéficient également de la déduction pour frais d'exploitation d'installations gazières (*Gas Cost Allowance* ou « GCA »), qui réduit les redevances au titre des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation engagées dans le cadre du traitement et du transport de la quote-part de la production de gaz naturel qui revient à la Couronne.

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2017, le gouvernement de l'Alberta a rendu public un nouveau régime de redevances modernisé (*Modernized Royalty Framework* ou « MRF »), qui vise tous les puits productifs à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017. Conformément à ce nouveau régime, Cenovus versera une redevance de 5 % avant le stade de la récupération des coûts à l'égard de l'ensemble de la production jusqu'à ce que le chiffre d'affaires total tiré d'un puits soit égal à la déduction au titre des coûts de forage et de complétion pour chaque puits correspondant à certains critères aux termes du MRF. Par la suite, une fois atteint le stade de la récupération des coûts, un taux de redevances supérieur sera appliqué qui variera en fonction des cours des produits visés. Lorsqu'un puits atteint le stade de la maturité, le taux de redevance baisse afin de mieux cadrer avec le fléchissement du taux de production. Les puits forés avant le 1<sup>er</sup> janvier 2017 seront gérés selon l'ancien régime jusqu'en 2027 avant d'être assujettis au MRF.

En Colombie-Britannique, divers programmes réduisent également le taux de redevance visant la production de gaz naturel. La Colombie-Britannique applique une GCA, mais uniquement au gaz naturel traité dans des installations appartenant aux producteurs. La Colombie-Britannique offre aux producteurs une indemnité pour coût de service (*Producer Cost of Service* ou « PCOS ») qui réduit la redevance visant le traitement de la quote-part de la production de gaz naturel qui revient à la Couronne.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, le taux de redevance réel visant les liquides des biens de la société dans le Deep Basin s'est établi à 11,7 %. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, le taux de redevance réel visant le gaz naturel des biens de la société dans le Deep Basin s'est établi à 4,1 %.

## Charges

### Charges d'exploitation

Les principales composantes de nos charges d'exploitation du 17 mai au 30 juin 2017 ont été la main-d'œuvre, les réparations et la maintenance, les taxes foncières et les coûts de location, ainsi que l'électricité. Les charges d'exploitation se sont élevées à 8,84 \$ par bep.

### Transport

Les frais de transport se sont chiffrés à 1,96 \$ par bep et comprennent les coûts liés au transport du pétrole brut, du gaz naturel et des LGN au point de vente.

## Prix nets opérationnels

(\$/bep)	Période du 17 mai au 30 juin 2017
Prix de vente	21,94
Redevances	1,45
Transport et fluidification	1,96
Charges d'exploitation	8,84
Taxe sur la production et impôts miniers	0,03
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>9,66</b>

## Deep Basin – Dépenses d'investissement et activités de forage

En ce qui concerne le Deep Basin, la société préconise une approche méthodique en ce qui a trait à la reprise des activités de mise en valeur, notamment le démarrage du programme de forage au deuxième trimestre. Les activités de forage seront axées sur les puits de production horizontaux visant des gaz riches en liquides dans le corridor du Deep Basin.

### Dépenses d'investissement futures

Après examen ultérieur du programme d'investissement depuis le communiqué de presse du 20 juin 2017, Cenovus a mis à jour ses prévisions pour 2017.

La société favorise une approche méthodique à l'égard des actifs du Deep Basin pour le reste de 2017 et prévoit une mise en service progressive qui s'échelonnara jusqu'en 2020. Elle compte focaliser les dépenses d'investissement sur plusieurs possibilités de forage ayant le potentiel de procurer d'excellents rendements et utiliser des installations actuellement sous-exploitées. Les dépenses d'investissement du Deep Basin pour 2017 depuis le 17 mai 2017 devraient être de l'ordre de 160 M\$ à 180 M\$.

### 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 engager 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 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. La charge d'amortissement et d'épuisement pour la période de 45 jours close le 30 juin 2017 s'est établie à 45 M\$.

## HYDROCARBURES CLASSIQUES (ACTIVITÉS ABANDONNÉES)

La société entend procéder à la sortie de ses actifs classiques existants, notamment les actifs de pétrole lourd de Pelican Lake dont la production repose sur l'injection de polymères et d'eau, les actifs de pétrole brut et de gaz naturel de Suffield dans le sud de l'Alberta, le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du CO<sub>2</sub> de Weyburn et les nouveaux actifs de pétrole avarié dans la région de Palliser, en Alberta. C'est pourquoi le secteur Hydrocarbures classiques a été classé dans les activités abandonnées. Les actifs établis de ce secteur disposent de réserves de longue durée et d'une exploitation stable en plus de fournir divers produits de pétrole brut.

Les facteurs importants ayant influé sur le secteur Hydrocarbures classiques au deuxième trimestre de 2017 par rapport à 2016 sont les suivants :

- l'augmentation de 22 % du prix de vente moyen des liquides, qui s'est établi à 51,22 \$ le baril;
- les prix nets opérationnels relatifs aux liquides et au gaz naturel, exception faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques, de 23,02 \$ le baril (18,06 \$ le baril en 2016) et de 1,42 \$ le kpi<sup>3</sup> (0,28 \$ le kpi<sup>3</sup> en 2016), respectivement;
- une production moyenne de liquides de 54 958 barils par jour, soit un léger recul par rapport à 2016, imputable principalement aux baisses normales de rendement prévues, facteur en partie compensé par l'accroissement de la production liée au pétrole avarié dans le sud de l'Alberta;
- une marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement, de 109 M\$, soit une hausse de 31 %.

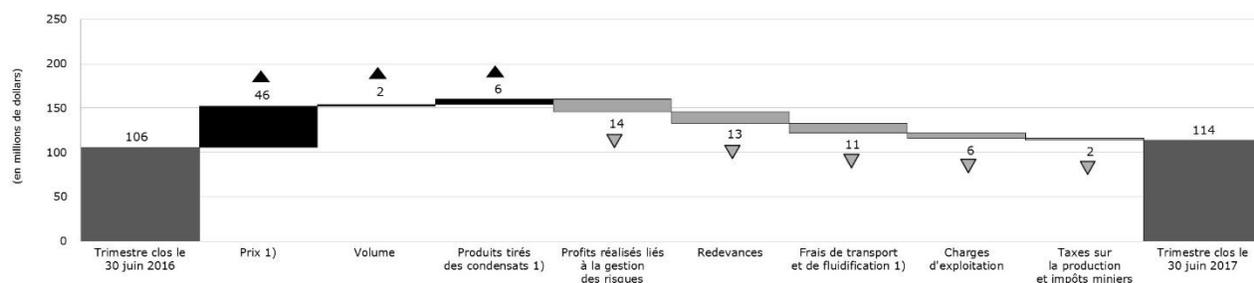
### Hydrocarbures classiques – liquides

#### Comparaison des trimestres clos les 30 juin 2017 et 2016

#### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin	
	2017	2016
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>293</b>	239
Déduire : redevances	44	31
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>249</b>	208
<b>Charges</b>		
Transport et fluidification	51	40
Activités d'exploitation	76	70
Taxe sur la production et impôts miniers	5	3
(Profit) perte lié à la gestion des risques	3	(11)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>114</b>	106
Dépenses d'investissement	47	32
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>67</b>	74

## Variation de la marge d'exploitation



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

## Produits des activités ordinaires

### Prix

Les actifs du secteur Hydrocarbures classiques de la société produisent une gamme diversifiée de types de pétrole brut, depuis le pétrole lourd, dont le prix réalisé est fondé sur le prix de référence du WCS, jusqu'au pétrole léger, qui dégage un prix réalisé se rapprochant davantage du prix de référence du WTI.

Le prix de vente sur les liquides qu'a obtenu la société s'est chiffré en moyenne à 51,22 \$ le baril au deuxième trimestre de 2017, soit une hausse de 22 % par rapport à 2016, en raison de la hausse des prix de référence du pétrole brut, déduction faite des écarts applicables, et du rétrécissement de l'écart WCS-condensats et de la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. Lorsque le coût des condensats baisse par rapport au prix du pétrole brut dilué, le prix réalisé par la société pour le pétrole lourd monte. En raison de la forte demande de condensats à Edmonton, la société achète aussi des condensats sur le marché des États-Unis. Ainsi, le coût moyen des condensats de la société dépasse habituellement le prix de référence d'Edmonton en raison du transport entre les divers marchés et jusqu'aux champs pétroliers. De plus, il peut s'écouler jusqu'à trois mois entre le moment où la société achète les condensats et celui où elle les mélange avec sa production. Le contexte de hausse des prix sera sans doute dans une certaine mesure favorable au prix de vente du pétrole lourd de la société, puisque celle-ci utilise des condensats achetés plus tôt au cours de l'exercice à un prix moins élevé.

### Volumes de production

(en barils par jour)

	Trimestres clos les 30 juin		2016
	2017	Variation	
Pétrole lourd	26 593	(7) %	28 500
Pétrole léger et moyen	27 233	4 %	26 177
LGN	1 132	42 %	799
	<b>54 958</b>	<b>(1) %</b>	<b>55 476</b>

La production totale a fléchi légèrement en 2017 par rapport à 2016 principalement du fait des baisses normales de rendement prévues. Au deuxième trimestre de 2016, la production à Pelican Lake a été interrompue pendant deux jours à titre de mesure de précaution étant donné la proximité d'un incendie de forêt, facteur qui a donné lieu à une perte de production d'environ 650 b/j pour le trimestre. La production de pétrole léger et moyen a crû en 2017 du fait du programme de forage lié au pétrole averse dans le sud de l'Alberta. La production de LGN a augmenté en regard de 2016 principalement en raison de la progression du rendement de l'usine de traitement de LGN.

### Condensats

Le pétrole lourd que Cenovus produit à l'heure actuelle doit être mélangé à des condensats qui en réduisent la consistance avant son transport par pipeline en vue de sa commercialisation. Les ratios de fluidification du pétrole lourd du secteur Hydrocarbures classiques vont de 10 % à 16 %. Les produits des activités ordinaires représentent la valeur totale du pétrole brut fluidifié vendu et tiennent compte de la valeur des condensats. Étant donné le rétrécissement de l'écart entre le WCS et les condensats au deuxième trimestre de 2017, la proportion du coût des condensats récupéré a augmenté.

### Redevances

Les redevances sur les liquides du secteur Hydrocarbures classiques ont augmenté principalement par suite de la hausse des prix de vente. Au deuxième trimestre de 2017, le taux de redevance réel relatif aux liquides pour l'ensemble des biens du secteur Hydrocarbures classiques s'est établi à 18,4 % (15,5 % en 2016).

À Pelican Lake, les redevances à la Couronne 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. Les profits nets sont tributaires des volumes de vente, des prix de vente et des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement autorisées. Aux deuxièmes trimestres de 2017 et de 2016, le calcul des redevances à la Couronne pour Pelican Lake était fonction des profits nets.

## Charges

### Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté au deuxième trimestre de 2017. Les frais de fluidification ont monté principalement en raison de la hausse des prix des condensats. Les frais de transport ont augmenté quelque peu.

### Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de la société au deuxième trimestre de 2017 ont été la main-d'œuvre, les reconditionnements, l'électricité, les taxes foncières et les coûts de location, ainsi que les réparations et la maintenance. Les charges d'exploitation ont diminué de 7 % pour atteindre 14,99 \$ le baril, principalement à cause des facteurs suivants :

- la hausse des coûts de reconditionnement ainsi que des coûts de réparation et de maintenance en raison de l'accroissement des activités;
- la hausse des coûts d'électricité;
- la hausse des coûts de traitement des liquides et des déchets ainsi que des frais de transport par camion.

Au deuxième trimestre de 2017, les taxes à la production et les taxes foncières ont légèrement augmenté, rendant ainsi compte de la hausse des prix du pétrole brut.

## Prix nets opérationnels<sup>1)</sup>

(\$/b)	Pétrole lourd		Pétrole léger et moyen	
	Trimestres clos les 30 juin			
	2017	2016	2017	2016
Prix de vente	46,67	36,77	56,40	48,09
Redevances	6,15	3,95	11,58	8,52
Transport et fluidification	4,48	3,85	2,82	2,77
Charges d'exploitation	14,56	12,34	16,08	16,21
Taxe sur la production et impôts miniers	0,01	0,01	1,85	1,18
<b>Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>21,47</b>	16,62	<b>24,07</b>	19,41
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(0,50)	2,12	(0,79)	2,09
<b>Prix net opérationnel, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>20,97</b>	18,74	<b>23,28</b>	21,50

1) Les prix nets opérationnels correspondent à la marge par baril de pétrole brut avant fluidification.

### Gestion des risques

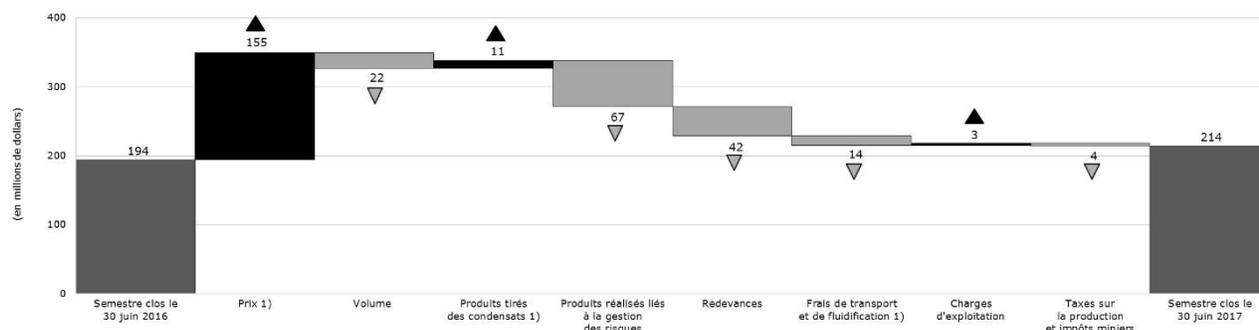
Les activités liées à la gestion des risques du deuxième trimestre ont donné lieu à des pertes réalisées de 3 M\$ (profits réalisés de 11 M\$ en 2016), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient supérieurs aux prix contractuels.

## Comparaison des semestres clos les 30 juin 2017 et 2016

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>572</b>	428
Déduire : redevances	90	48
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>482</b>	380
<b>Charges</b>		
Transport et fluidification	98	84
Activités d'exploitation	145	148
Taxe sur la production et impôts miniers	9	5
(Profit) perte lié à la gestion des risques	16	(51)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>214</b>	194
Dépenses d'investissement	132	69
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>82</b>	125

## 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. Les coûts des condensats sont comptabilisés dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut exclut l'incidence des condensats achetés.

## Produits des activités ordinaires

### Prix

Le prix de vente moyen réalisé pour les liquides a crû de 45 % pour atteindre 51,65 \$ le baril, rendant ainsi compte de la progression des prix de référence du pétrole brut, déduction faite des écarts applicables.

### Volumes de production

(en barils par jour)	Semestres clos les 30 juin		2016
	2017	Variation	
Pétrole lourd	26 933	(10) %	29 873
Pétrole léger et moyen	26 167	(2) %	26 649
LGN	1 090	9 %	1 003
	<b>54 190</b>	<b>(6) %</b>	<b>57 525</b>

La production totale a fléchi principalement en raison des baisses normales de rendement prévues, facteur en partie compensé par l'accroissement de la production dans le cadre du programme de forage lié au pétrole avarié dans le sud de l'Alberta et la hausse de la production de LGN du fait de l'amélioration du rendement de l'usine de traitement de LGN.

### Redevances

Les redevances ont augmenté de 42 M\$ en raison surtout de la hausse des prix de vente et de la baisse des coûts déductibles aux fins des redevances pour Weyburn, facteur en partie contrebalancé par la réduction des volumes de vente. Au premier semestre de 2017, le taux de redevance réel relatif aux liquides pour l'ensemble des biens du secteur Hydrocarbures classiques s'est établi à 19,3 % (14,3 % en 2016). Le calcul des redevances à la Couronne pour Pelican Lake était fonction des profits nets en 2016 et en 2017.

## Charges

### Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 14 M\$. Les frais de fluidification ont monté en raison de la hausse des prix des condensats, facteur compensé par la contraction des volumes de condensats qui rend compte du fléchissement de la production. Les frais de transport ont diminué en raison du recul des volumes de vente.

### Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de la société au premier semestre de 2017 ont été la main-d'œuvre, les activités de reconditionnement, l'électricité, les taxes foncières et les coûts de location, les réparations et la maintenance, ainsi que la consommation de produits chimiques. Les charges d'exploitation ont augmenté de 0,34 \$ le baril.

L'augmentation unitaire est principalement attribuable à la contraction des volumes de production et à la hausse des coûts liés à l'énergie, outre l'augmentation des activités de reconditionnement. L'augmentation a été en partie compensée par les facteurs suivants :

- la baisse des coûts des produits chimiques du fait de la diminution de la consommation de polymères;
- la diminution des taxes foncières et des coûts de location;
- la baisse des coûts de traitement des liquides et des déchets ainsi que des frais de transport par camion;
- la contraction des coûts d'électricité du fait du fléchissement des prix.

Pour l'exercice à ce jour, la taxe à la production et les taxes foncières ont augmenté, du fait de la hausse des prix du pétrole brut.

## Prix nets opérationnels<sup>1)</sup>

(en \$/b)	Pétrole lourd		Pétrole léger et moyen	
	2017	Semestres clos les 30 juin 2016	2017	2016
Prix de vente	47,20	31,15	56,61	41,12
Redevances	6,57	2,62	12,14	6,82
Transport et fluidification	3,96	4,33	2,76	2,75
Charges d'exploitation	13,74	13,19	16,41	16,28
Taxe sur la production et impôts miniers	0,02	-	1,90	1,00
<b>Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>22,91</b>	11,01	<b>23,40</b>	14,27
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(1,74)	5,17	(1,62)	5,04
<b>Prix net opérationnel, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>21,17</b>	16,18	<b>21,78</b>	19,31

1) Les prix nets opérationnels correspondent à la marge par baril de pétrole brut avant fluidification.

### Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques du premier semestre de l'exercice ont donné lieu à des pertes réalisées de 16 M\$ (profits réalisés de 51 M\$ en 2016), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient supérieurs aux prix contractuels.

## Hydrocarbures classiques – gaz naturel

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>91</b>	53	<b>185</b>	135
Déduire : redevances	6	2	10	5
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>85</b>	51	<b>175</b>	130
<b>Charges</b>				
Transport et fluidification	3	5	7	8
Activités d'exploitation	37	36	78	78
Taxe à la production et impôts miniers	-	-	1	-
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	-	-	1
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>45</b>	10	<b>89</b>	43
Dépenses d'investissement	3	2	6	4
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>42</b>	8	<b>83</b>	39

La marge d'exploitation tirée du gaz naturel a continué de contribuer au financement des occasions de croissance du secteur Sables bitumineux.

### Comparaison des trimestres et des semestres clos les 30 juin 2017 et 2016

#### Produits des activités ordinaires

##### Prix

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017, le prix de vente moyen obtenu par la société pour le gaz naturel a augmenté de 84 % pour s'établir à 2,80 \$ le kpi<sup>3</sup> et de 51 % pour s'établir à 2,90 \$ le kpi<sup>3</sup>, respectivement, ce qui cadre avec la hausse du prix de référence AECO.

##### Production

La production s'est inclinée de 7 % pour se chiffrer à 355 Mpi<sup>3</sup> par jour au deuxième trimestre. Pour l'exercice à ce jour, la production a fléchi de 9 % pour se chiffrer à 352 Mpi<sup>3</sup> par jour, en raison des baisses normales de rendement prévues.

##### Redevances

Les redevances ont augmenté en raison de la hausse des prix, en partie annulée par les baisses de production. Le taux de redevance moyen s'est chiffré à 5,2 % au deuxième trimestre (4,1 % en 2016) et à 5,0 % pour l'exercice à ce jour (4,3 % en 2016).

##### Charges

##### Transport

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017, les frais de transport ont reculé légèrement par rapport à ceux de 2016 en raison principalement de la contraction des volumes de vente.

### Activités d'exploitation

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017, les principales composantes des charges d'exploitation de la société ont été les taxes foncières et les frais de location, ainsi que la main-d'œuvre. Les charges d'exploitation ont légèrement augmenté au deuxième trimestre de 2017 en raison surtout de l'augmentation des réparations et de la maintenance. Pour l'exercice à ce jour, les charges d'exploitation n'ont essentiellement pas varié par rapport à celles de 2016.

### Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques ont eu une incidence de néant au deuxième trimestre de 2017 et pour l'exercice à ce jour (néant au deuxième trimestre de 2016 et pertes réalisées de 1 M\$ au premier semestre de 2016), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens sont relativement semblables aux prix contractuels de la société.

### Hydrocarbures classiques – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Pétrole lourd	8	13	16	23
Pétrole léger et moyen	39	19	116	46
Gaz naturel	3	2	6	4
<b>Dépenses d'investissement<sup>1)</sup></b>	<b>50</b>	<b>34</b>	<b>138</b>	<b>73</b>

1) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles ainsi qu'aux actifs de prospection et d'évaluation et aux actifs classés à titre d'activités abandonnées.

Les dépenses d'investissement du premier semestre de 2017 ont été consacrées principalement aux investissements de maintien et aux zones de mise en valeur de pétrole avare dans le sud de l'Alberta. Si elles ont augmenté par rapport à 2016, c'est principalement en raison de la réduction, en 2016, des dépenses consacrées aux activités liées au pétrole brut imputable à la faiblesse des prix des marchandises.

### Travaux de forage

(puits nets, sauf indication contraire)	Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016
Pétrole brut	23	1
Remises en production	-	65
Puits d'exploration stratigraphique bruts	26	4

Les travaux de forage du premier semestre de 2017 ont porté essentiellement sur le forage de puits stratigraphiques et de puits de production horizontaux pour le pétrole avare dans le sud de l'Alberta.

### Dépenses d'investissement futures

Les prévisions révisées de la société relativement aux dépenses d'investissement à l'égard du pétrole brut en 2017 se situent dans une fourchette de 225 M\$ à 275 M\$; elles visent principalement les investissements de maintien. Les prévisions ont baissé d'environ 23 % par rapport à celles du 20 juin 2017.

### Amortissement et épuisement et coûts de prospection

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 engager 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 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 deuxième trimestre de 2017, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques a reculé de 74 M\$ sous l'effet de la diminution des volumes de vente et de la réduction des taux d'amortissement et d'épuisement. Nous avons cessé de comptabiliser la dotation à l'amortissement et à l'épuisement relativement aux actifs Pelican Lake et Suffield à la fin du premier trimestre de 2017, car il s'agit d'actifs détenus en vue de la vente, conformément aux IFRS. Nous avons cessé de comptabiliser la dotation à l'amortissement et à l'épuisement relativement aux actifs résiduels du secteur Hydrocarbures classiques à la fin du deuxième trimestre en raison de nos projets de sortie des actifs du secteur Hydrocarbures classiques.

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement a reculé de 275 M\$ pour l'exercice à ce jour en raison de pertes de valeur de 170 M\$ comptabilisées au premier trimestre de 2016 relativement à l'unité génératrice de trésorerie (« UGT ») du Nord de l'Alberta, de la contraction des volumes de vente et des projets de sortie visant les actifs du secteur Hydrocarbures classiques.

## RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Cenovus est partenaire à 50 % des raffineries de Wood River et de Borger, qui sont situées aux États-Unis et sont exploitées par Phillips 66, partenaire de la société. Le secteur Raffinage et commercialisation aide la société à réaliser la pleine valeur de la production de pétrole brut en transformant ce dernier en produits raffinés comme le diesel, l'essence et le carburéacteur. L'approche intégrée de Cenovus procure à celle-ci une couverture économique naturelle contre tout élargissement des écarts de prix sur le brut en assurant aux raffineries une charge d'alimentation à faible coût. Ce secteur englobe les activités de commercialisation et de transport de Cenovus ainsi que son terminal de transport ferroviaire de pétrole brut, situé à Bruderheim, en Alberta. Durant le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, la société a chargé en moyenne 11 079 et 11 482 barils bruts par jour, respectivement (15 531 et 11 122 barils bruts par jour en 2016, respectivement).

### Exploitation des raffineries<sup>1)</sup>

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<b>Capacité liée au pétrole brut (kb/j)</b>	<b>460</b>	460	<b>460</b>	460
<b>Production de pétrole brut (kb/j)</b>	<b>449</b>	458	<b>428</b>	446
Pétrole brut lourd	<b>201</b>	228	<b>201</b>	235
Pétrole léger ou moyen	<b>248</b>	230	<b>227</b>	211
<b>Produits raffinés (kb/j)</b>	<b>476</b>	483	<b>455</b>	472
Essence	<b>225</b>	240	<b>226</b>	235
Distillats	<b>154</b>	150	<b>143</b>	146
Autres	<b>97</b>	93	<b>86</b>	91
<b>Taux d'utilisation du pétrole brut (%)</b>	<b>98</b>	100	<b>93</b>	97

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

Sur une base de 100 %, les raffineries disposent d'une capacité totale de raffinage d'environ 460 000 barils bruts par jour de pétrole brut, ce qui tient compte de la capacité de raffiner jusqu'à 255 000 barils bruts par jour de pétrole brut lourd fluidifié et 45 000 barils bruts par jour de LGN. La capacité à traiter divers types de pétrole brut permet aux raffineries d'intégrer la production de pétrole lourd de manière économique. Le traitement de pétrole brut moins coûteux procure à la société un avantage sur le plan des coûts de la charge d'alimentation par rapport au traitement du WTI, car elle peut profiter de l'escompte du WCS par rapport au WTI. Les volumes de brut lourd traités, comme le WCS et le CDB, dépendent de la qualité et de la quantité des bruts disponibles, car chaque raffinerie adapte la charge d'alimentation totale de manière à maximiser l'avantage économique qu'elle peut en tirer. Le taux d'utilisation du pétrole brut représente la totalité de pétrole brut que les raffineries traitent, exprimée en pourcentage de la capacité totale de traitement.

Au deuxième trimestre, la production de pétrole brut et de produits raffinés a légèrement baissé par rapport à 2016, en raison essentiellement des travaux de maintenance non prévus dans les deux raffineries. Les volumes de pétrole lourd traités ont baissé du fait de l'optimisation de la gamme de pétrole brut composant la charge d'alimentation en raison du rétrécissement des écarts liés au brut lourd.

Pour l'exercice à ce jour, la production de pétrole brut et de produits raffinés a baissé par rapport à 2016 du fait de la portée accrue des activités de révision et de maintenance prévues aux deux raffineries au premier trimestre de 2017. Le rendement analogue des raffineries au deuxième trimestre de 2016 a été contrebalancé par des travaux de maintenance prévus et non prévus aux deux raffineries au premier trimestre de 2016. Au premier trimestre de 2017, des volumes de brut lourd moindres ont été traités par suite des révisions prévues et de l'optimisation de la gamme de pétrole brut composant la charge d'alimentation.

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Produits des activités ordinaires	<b>2 397</b>	2 129	<b>5 001</b>	3 717
Produits achetés	<b>2 183</b>	1 712	<b>4 513</b>	3 140
<b>Marge brute</b>	<b>214</b>	417	<b>488</b>	577
<b>Charges</b>				
Charges d'exploitation	<b>192</b>	182	<b>411</b>	385
(Profit) perte lié à la gestion des risques	<b>2</b>	42	<b>4</b>	22
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>20</b>	193	<b>73</b>	170
Dépenses d'investissement	<b>40</b>	53	<b>86</b>	105
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>(20)</b>	140	<b>(13)</b>	65

## Marge brute

Les marges de craquage qu'obtient la société sur le raffinage, qui correspondent à la marge brute par baril, sont tributaires de nombreux facteurs, notamment la diversité de la charge d'alimentation en pétrole brut traitée, 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.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2017, la marge brute de la société a fléchi principalement du fait du rétrécissement des écarts liés au brut lourd, de la diminution des marges de craquage moyennes, de la baisse des taux d'utilisation du pétrole brut et du recul de la marge brute découlant des ventes de brut et de gaz naturel à des tiers effectuées par le groupe de commercialisation. Ces facteurs ont été en partie neutralisés par la dépréciation du dollar canadien en regard du dollar américain au deuxième trimestre comparativement en 2016, laquelle a donné lieu à une incidence favorable d'environ 8 M\$ sur la marge brute du secteur Raffinage et commercialisation.

Pour le semestre clos le 30 juin 2017, la marge brute de la société a fléchi principalement du fait du rétrécissement des écarts liés au brut lourd, du recul des taux d'utilisation du pétrole brut, de la diminution des marges sur la vente de produits secondaires imputable à l'augmentation des coûts d'alimentation des raffineries et du recul de la marge brute découlant des ventes de brut et de gaz naturel à des tiers effectuées par le groupe de commercialisation.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, le coût associé aux numéros d'identification renouvelables (« NIR ») s'est chiffré à 66 M\$ et à 127 M\$, respectivement (67 M\$ et 129 M\$ en 2016, respectivement). Le coût associé aux NIR est resté pratiquement constant, car la diminution du prix de référence des NIR a été contrebalancée par une augmentation du volume requis de NIR.

## Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation au deuxième trimestre de 2017 ont été la main-d'œuvre, la maintenance, les services publics et les fournitures. Les principales composantes des charges d'exploitation pour l'exercice à ce jour ont été la maintenance, la main-d'œuvre, les services publics et les fournitures. Les charges d'exploitation présentées pour le deuxième trimestre ont augmenté par rapport à 2016 en raison principalement de la hausse du coût des services publics découlant de l'augmentation des prix du gaz naturel et de la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. Pour l'exercice à ce jour, les charges d'exploitation ont crû en raison de la hausse du coût des services publics découlant de l'augmentation des prix du gaz naturel et de l'accroissement des travaux de maintenance associés aux activités de maintenance et de révision prévues au premier trimestre de 2017.

## Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Raffinerie de Wood River	22	38	56	75
Raffinerie de Borger	17	13	29	26
Commercialisation	1	2	1	4
	<b>40</b>	53	<b>86</b>	105

Les dépenses d'investissement du premier semestre de 2017 ont été axées sur la maintenance des immobilisations et les travaux visant à assurer la fiabilité des installations. Elles ont diminué durant le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017. Au premier semestre de 2016, les travaux du projet de décongestion s'étaient poursuivis à la raffinerie de Wood River, et le projet a été mené à bien au troisième trimestre de 2016.

La société prévoit investir entre 185 M\$ et 215 M\$ en 2017, somme qui sera affectée principalement aux investissements de maintien et aux travaux d'amélioration de la fiabilité.

## Amortissement et épuisement

Les actifs de raffinage et du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut sont amortis selon le mode linéaire sur la durée estimative d'utilité de chaque composante des installations, qui varie de 3 à 40 ans. La durée d'utilité de ces actifs fait l'objet d'un examen annuel. La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Raffinage et commercialisation a augmenté de 5 M\$ au deuxième trimestre et de 4 M\$ pour l'exercice à ce jour, 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, des coûts de l'électricité, des taux d'intérêt et des taux de change, ainsi que les profits réalisés liés à la gestion des risques sur les swaps de taux d'intérêt et les contrats de change. Au deuxième trimestre de 2017, les activités au titre de la gestion des risques ont donné lieu à des profits latents de

132 M\$ (pertes latentes de 284 M\$ en 2016). Pour l'exercice à ce jour, les profits latents au titre de la gestion des risques se sont chiffrés à 411 M\$ (pertes latentes de 433 M\$ en 2016). Au règlement d'un instrument financier, le profit réalisé (ou la perte réalisée) est comptabilisé dans le secteur à présenter auquel se rapporte l'instrument dérivé. Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017, les profits réalisés au titre de la gestion des risques se sont chiffrés à 143 M\$ à l'égard de contrats de change attribuables aux activités de couverture au soutien de l'acquisition.

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, des produits d'intérêts, du profit au titre de la réévaluation, des coûts de transaction, de la réévaluation du paiement éventuel, des frais de recherche, outre (le profit) la perte à la sortie d'actifs.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Frais généraux et frais d'administration	58	94	101	154
Charges financières	168	96	267	195
Produits d'intérêts	(10)	(7)	(27)	(18)
(Profit) perte de change, montant net	(410)	20	(486)	(383)
Profit au titre de la réévaluation	(2 524)	-	(2 524)	-
Coûts de transaction	26	-	55	-
Réévaluation du paiement éventuel	(66)	-	(66)	-
Frais de recherche	5	7	9	25
(Profit) perte à la sortie d'actifs	-	1	1	1
Autre (profit) perte, montant net	(2)	2	(2)	2
	<b>(2 755)</b>	213	<b>(2 672)</b>	(24)

## Charges

### Frais généraux et frais d'administration

En 2017, les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été la main-d'œuvre et la location de bureaux. Les frais généraux et frais d'administration ont baissé de 36 M\$ au deuxième trimestre et de 53 M\$ pour l'exercice à ce jour en raison des facteurs suivants :

- la diminution des primes d'intéressement à long terme, qui s'explique par le recul du cours de l'action de Cenovus;
- le recouvrement de 3 M\$ au deuxième trimestre et une charge hors trésorerie de 5 M\$ pour l'exercice à ce jour relativement à certains locaux à bureaux à Calgary en excédent des besoins actuels et à court terme de Cenovus, contre 17 M\$ et 31 M\$, respectivement, au trimestre et semestre clos le 30 juin 2016;
- la baisse des coûts de main-d'œuvre en raison des coûts de 19 M\$ liés aux indemnités de départ comptabilisés au deuxième trimestre de 2016.

Ces baisses ont été atténuées par les coûts liés aux services de transition que fournit ConocoPhillips.

Aux termes de la convention d'achat et de vente, Cenovus et ConocoPhillips ont convenu de certains services de transition dans le cadre desquels ConocoPhillips fournit certains services quotidiens dont a besoin Cenovus pendant une période d'environ neuf mois. Ces transactions sont conclues dans le cours normal des activités et sont évaluées à la valeur d'échange. Les coûts liés aux services de transition s'élèvent à environ 10 M\$ à ce jour.

### Charges financières

Les charges financières se composent des charges d'intérêts sur la dette à long terme et les emprunts à court terme ainsi que de la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement. Durant le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, les charges financières ont crû de 72 M\$ principalement en raison des coûts liés à la dette supplémentaire contractée en vue de financer l'acquisition, notamment les billets non garantis de premier rang de 2,9 G \$ US, du montant de 3,6 G\$ prélevé sur la facilité de crédit-relais engagée et des emprunts prélevés sur la facilité de crédit engagée existante.

Durant le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus était de 4,8 % et de 5,0 %, respectivement (5,3 % en 2016).

## Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
(Profit) perte de change latent	(396)	18	(468)	(391)
(Profit) perte de change réalisé	(14)	2	(18)	8
	<b>(410)</b>	20	<b>(486)</b>	(383)

Les profits de change latents découlent de la conversion de la dette libellée en dollars américains et de la conversion de la trésorerie libellée en dollars américains accumulée en prévision de l'acquisition. Le dollar canadien s'est apprécié par rapport au dollar américain au 30 juin 2017 en regard du 31 mars 2017, facteur qui a donné lieu à des profits latents. Le dollar canadien s'était raffermi de 3 % par rapport au dollar américain au 30 juin 2017, par rapport au 31 décembre 2016, de sorte que la société a comptabilisé des profits latents pour l'exercice à ce jour.

### Coûts de transaction

Au premier semestre de 2017, la société a comptabilisé en charges des coûts de transaction de 55 M\$ liés à l'acquisition. Pour plus de détails, se reporter à la rubrique « Acquisition d'actifs de sables bitumineux et du Deep Basin » du présent rapport de gestion.

### Profit au titre de la réévaluation

Avant l'acquisition, la participation de 50 % de la société dans FCCL était sous contrôle commun avec ConocoPhillips et correspondait à la définition d'entreprise commune aux termes d'IFRS 11, *Partenariats*. C'est pourquoi Cenovus comptabilisait sa quote-part des actifs, des passifs, des produits des activités ordinaires et des charges dans ses résultats consolidés. Depuis l'acquisition, Cenovus contrôle FCCL, selon la définition d'IFRS 10, *États financiers consolidés*, et, par conséquent, FCCL a été consolidée. Comme l'exige IFRS 3 lorsque le contrôle est obtenu par étapes, la participation détenue antérieurement dans FCCL a été réévaluée à sa juste valeur de 12,3 G\$ et un profit au titre de la réévaluation hors trésorerie de 2,5 G\$ (1,8 G\$ après impôts) a été comptabilisé en résultat net.

### Réévaluation du paiement éventuel

En ce qui concerne la production liée aux sables bitumineux, Cenovus a convenu de verser des paiements trimestriels à ConocoPhillips au cours des cinq années suivant la date de clôture pour chaque trimestre où le prix moyen du pétrole brut du WCS sera supérieur à 52 \$ le baril. La société versera un paiement trimestriel de 6 M\$ pour chaque dollar en excédent du prix du WCS de 52,00 \$ le baril. Les paiements éventuels ne sont pas plafonnés. Le calcul comporte un mécanisme d'ajustement tenant compte de certaines interruptions de production importantes à Foster Creek et à Christina Lake, qui pourrait réduire le montant d'un paiement éventuel. À mesure que la capacité de production augmente par suite des expansions futures, le pourcentage de hausse disponible pour Cenovus s'accroîtra aussi.

Le paiement éventuel est comptabilisé à titre d'option financière. La juste valeur de 361 M\$ au 17 mai 2017 a été estimée en calculant la valeur actualisée des flux de trésorerie attendus futurs à l'aide d'un modèle d'évaluation d'options. Le paiement éventuel sera par la suite réévalué à la juste valeur à chaque date de clôture, et les variations de la juste valeur seront imputées au résultat net. Au 30 juin 2017, le paiement éventuel était évalué à 295 M\$ et un profit au titre de la réévaluation de 66 M\$ a été comptabilisé. Au deuxième trimestre, le WCS s'est établi en moyenne à une valeur inférieure à 52 \$ le baril. Par conséquent, aucun paiement n'était exigible.

Le prix à terme moyen du WCS pour la durée résiduelle du paiement éventuel est de 32,25 \$ US ou 43,86 \$ CA le baril. D'après la société, les prix à terme trimestriels estimatifs du WCS pour la durée résiduelle de l'entente sont de l'ordre d'environ 43 \$ CA à 46 \$ CA le baril.

### 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 3 à 25 ans. La durée d'utilité de ces actifs fait l'objet d'un examen annuel. La dotation s'est chiffrée à 14 M\$ au deuxième trimestre de 2017 (19 M\$ en 2016) et à 32 M\$ pour l'exercice à ce jour (36 M\$ en 2016).

### Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Charge d'impôt exigible				
Canada	(183)	(59)	(209)	(116)
États-Unis	-	1	(1)	1
<b>Total de la charge (du produit) d'impôt exigible</b>	<b>(183)</b>	<b>(58)</b>	<b>(210)</b>	<b>(115)</b>
<b>Charge (produit) d'impôt différé</b>	<b>865</b>	<b>(7)</b>	<b>941</b>	<b>(96)</b>
<b>Charge (produit) d'impôt relativement aux activités poursuivies</b>	<b>682</b>	<b>(65)</b>	<b>731</b>	<b>(211)</b>

Le tableau suivant présente le rapprochement de l'impôt sur le résultat calculé au taux prévu par la loi au Canada et de l'impôt sur le résultat présenté :

(en millions de dollars)	Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016
<b>Résultat avant impôt sur le résultat</b>	<b>3 523</b>	(406)
Taux prévu par la loi au Canada	<b>27,0 %</b>	27,0 %
<b>Charge (produit) d'impôt sur le résultat attendu</b>	<b>951</b>	(110)
Incidence des éléments suivants sur l'impôt :		
Écarts avec les taux réglementaires à l'étranger	<b>(35)</b>	(23)
(Gains) pertes en capital non imposables	<b>(88)</b>	(53)
(Gains) pertes en capital non comptabilisés	<b>(63)</b>	(53)
Comptabilisation de pertes en capital non comptabilisées antérieurement	<b>(63)</b>	-
Charges non déductibles	<b>10</b>	5
Autres	<b>19</b>	23
<b>Total de la charge (du produit) d'impôt relativement aux activités poursuivies</b>	<b>731</b>	(211)
<b>Taux d'imposition effectif</b>	<b>20,7 %</b>	52,0 %

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 résultat 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.

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017, la société a comptabilisé un produit d'impôt exigible par suite du report rétrospectif des pertes de l'exercice à l'étude et des exercices antérieurs. Une charge d'impôt différé a été inscrite au deuxième trimestre et pour l'exercice à ce jour en 2017 comparativement à un produit d'impôt différé en 2016, en raison du profit au titre de la réévaluation à l'égard de la participation préexistante dans le cadre de l'acquisition et d'une augmentation des profits latents liés à la gestion des risques.

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017, la société a comptabilisé une charge d'impôt de 20 M\$ relativement aux activités abandonnées (produit d'impôt de 16 M\$ et de 87 M\$ pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, respectivement).

Le taux d'imposition effectif de Cenovus est fonction de la relation entre le total de la charge (économie) 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 de change latents non imposables, des ajustements au titre des modifications des taux d'imposition et autres dispositions des lois fiscales, des ajustements de la base fiscale des actifs de raffinage, de la variation des réserves estimatives et des écarts entre la charge d'impôt et les montants réels déclarés ultérieurement aux autorités fiscales et d'autres différences permanentes.

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<b>Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :</b>				
Activités d'exploitation	<b>1 239</b>	205	<b>1 567</b>	387
Activités d'investissement	<b>(14 706)</b>	(270)	<b>(15 165)</b>	(639)
<b>Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement</b>	<b>(13 467)</b>	(65)	<b>(13 598)</b>	(252)
Activités de financement	<b>10 288</b>	(43)	<b>10 236</b>	(84)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	<b>120</b>	5	<b>131</b>	11
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(3 059)</b>	(103)	<b>(3 231)</b>	(325)
			<b>30 juin 2017</b>	31 décembre 2016
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>			<b>489</b>	3 720
<b>Facilités de crédit engagées et n'ayant fait l'objet d'aucun prélèvement</b>			<b>4 500</b>	4 000

### **Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation**

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont augmenté durant le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, principalement sous l'effet de la hausse de la marge d'exploitation, 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, des actifs et des passifs détenus en vue de la vente et du paiement éventuel, le fonds de roulement s'élevait à 15 M\$ au 30 juin 2017, contre un excédent de 4 423 M\$ au 31 décembre 2016. La variation du fonds de roulement est attribuable principalement à l'acquisition.

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

### **Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement**

Durant le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, la variation des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement s'explique principalement par l'acquisition. Les dépenses d'investissement ont crû durant le trimestre à l'étude et pour l'exercice à ce jour. En 2016, les dépenses d'investissement étaient limitées du fait des compressions au chapitre des dépenses au vu de la faiblesse des prix des marchandises qui prévalait.

### **Flux de trésorerie liés aux activités de financement**

Les entrées de trésorerie liées aux activités de financement ont augmenté au deuxième trimestre de 2017 et pour l'exercice à ce jour principalement en raison de l'émission de titres d'emprunt et d'actions ordinaires en vue de financer l'acquisition.

La dette totale, y compris la partie courante au 30 juin 2017, s'établissait à 13 413 M\$ (6 332 M\$ au 31 décembre 2016), compte tenu de billets non garantis de premier rang libellés en dollars américains de 9 927 M\$ sans remboursement en capital exigible avant le 15 octobre 2019 (1,3 G\$ US) et d'un montant de 3,6 G\$ au titre d'une facilité de crédit-relais engagée, montants tous deux en partie compensés par l'escompte sur la dette et les coûts de transaction. L'accroissement de 7 081 M\$ de la dette totale est principalement imputable au financement de l'acquisition par le truchement du placement de billets non garantis de premier rang de 2,9 G\$ US et à la facilité de crédit-relais engagée. La partie courante de la facilité de crédit-relais engagée se chiffre à 893 M\$ et arrive à échéance le 17 mai 2018.

Au 30 juin 2017, Cenovus respectait toutes les conditions de ses conventions d'emprunt.

### ***Billets non garantis de premier rang***

Dans le cadre de l'acquisition, le 7 avril 2017, Cenovus a réalisé le placement aux États-Unis de billets non garantis de premier rang d'un montant de 2,9 G\$ US émis en trois tranches : une tranche de 1,2 G\$ US de billets non garantis de premier rang à 4,25 % échéant en avril 2027, une tranche de 700 M\$ US de billets non garantis de premier rang à 5,25 % échéant en juin 2037 et une tranche de 1,0 G\$ US de billets non garantis de premier rang à 5,40 % échéant en juin 2047.

### ***Facilité de crédit-relais engagée***

Le 17 mai 2017, parallèlement à la clôture de l'acquisition, la société a emprunté 3,6 G\$ dans le cadre d'une facilité de crédit-relais engagée. La facilité de crédit-relais se compose d'une tranche de 0,9 G\$ arrivant à échéance le 17 mai 2018, d'une tranche de 1,8 G\$ arrivant à échéance le 17 novembre 2018 et d'une tranche de 0,9 G\$ arrivant à échéance le 17 mai 2019. Au 30 juin 2017, un montant de 3,6 G\$ demeurerait impayé à l'égard de la facilité de crédit-relais engagée. Nous nous attendons à rembourser la facilité de crédit-relais engagée au moyen de la vente d'actifs. Pour plus de détails, se reporter à la rubrique « Acquisition d'actifs de sables bitumineux et du Deep Basin » du présent rapport de gestion.

### ***Dividendes***

Durant le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017, la société a versé un dividende de 0,05 \$ par action, ou 61 M\$, et de 0,10 \$ par action, ou 102 M\$, respectivement (0,05 \$ par action ou 42 M\$ et 0,10 \$ par action ou 83 M\$, respectivement). La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres.

### **Sources de liquidités disponibles**

La société prévoit que les flux de trésorerie tirés de ses activités liées aux liquides, au gaz naturel et au raffinage suffiront à financer une partie de ses besoins en trésorerie. 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 commerciales ou financières qui pourraient s'offrir à la société. La société entend bien conserver les notes de crédit d'excellentes qualités que lui ont accordées S&P Global Ratings, DBRS Limited et Fitch Ratings.

Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 30 juin 2017 :

(en milliards de dollars)	Échéance	Montant
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Sans objet	0,5
Facilité de crédit engagée – tranche A	Novembre 2021	3,3
Facilité de crédit engagée – tranche B	Novembre 2020	1,2
Prospectus préalable de base <sup>1)</sup>	Mars 2018	2,8 \$ US

1) Disponibilité assujettie aux conditions du marché. Pour plus de détails sur l'acquisition, voir les paragraphes qui suivent ainsi que la rubrique « Acquisition d'actifs de sables bitumineux et du Deep Basin » du présent rapport de gestion.

### Facilité de crédit engagée

Le 28 avril 2017, la société a modifié sa facilité de crédit engagée existante afin d'en accroître le montant de 0,5 G\$ et d'ainsi la porter à 4,5 G\$, en plus d'en reporter les dates d'échéance. La facilité de crédit engagée se compose d'une tranche de 1,2 G\$ échéant le 30 novembre 2020 et d'une tranche de 3,3 G\$ échéant le 30 novembre 2021. Au 30 juin 2017, le montant pouvant être prélevé aux termes de la facilité de crédit engagée s'élevait à 4,5 G\$.

Aux termes de la facilité de crédit engagée, Cenovus est tenue de maintenir un ratio dette/capitaux permanents maximum de 65 %. La société maintient ce ratio bien en deçà de ce plafond.

Les paragraphes qui suivent traitent du ratio dette/capitaux permanents employé par Cenovus pour surveiller sa structure financière.

### Prospectus préalable de base

En 2016, Cenovus a déposé un prospectus préalable de base. Ce prospectus permet à la société d'émettre à l'occasion, au Canada, aux États-Unis ou ailleurs, là où la loi l'autorise, des titres d'emprunt, des actions ordinaires, des actions préférentielles, des reçus de souscription, des bons de souscription, des contrats d'achat d'actions et des unités, d'un montant pouvant aller jusqu'à 5,0 G\$ US ou l'équivalent dans d'autres devises. Le prospectus préalable de base est en vigueur jusqu'en mars 2018.

Dans le cadre de l'acquisition, Cenovus a conclu, le 6 avril 2017, une convention de placement d'actions ordinaires par prise ferme aux termes du prospectus préalable de base visant 187,5 millions d'actions ordinaires, pour un produit brut de 3,0 G\$. Au 30 juin 2017, la société disposait de 2,8 G\$ US aux termes du prospectus préalable de base. Pour plus de détails, se reporter à la rubrique « Acquisition d'actifs de sables bitumineux et du Deep Basin » du présent rapport de gestion.

### 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 net 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 du goodwill, les pertes de valeur d'actifs et les reprises sur celles-ci, les profits ou les pertes latents liés à la gestion des risques, les profits ou pertes de change, le profit au titre de la réévaluation, la réévaluation du paiement éventuel, le profit ou la perte à la sortie d'actifs et les autres profits ou pertes nets, calculés sur une base de 12 mois. Ces ratios sont utilisés pour gérer la dette globale de Cenovus et servent de mesures de la santé financière générale de la société.

À long terme, Cenovus vise un ratio dette/capitaux permanents de 30 % à 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de 1,0 x à 2,0 x. À diverses étapes du cycle économique, la société s'attend à ce que ces ratios dépassent à l'occasion leur fourchette cible.

	30 juin 2017	31 décembre 2016
Ratio dette nette/capitaux permanents <sup>1), 2)</sup>	40 %	18 %
Ratio dette/capitaux permanents	41 %	35 %
Ratio dette nette/BAIIA ajusté <sup>1)</sup>	6,1 x	1,9 x
Ratio dette/BAIIA ajusté	6,4 x	4,5 x

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

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

Le ratio dette/capitaux permanents a crû du fait de l'augmentation du solde de la dette à long terme, qui a trait à l'acquisition et à la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, facteurs en partie compensés par la hausse des capitaux propres. Le ratio dette/BAIIA ajusté a crû en raison de l'augmentation du solde de la dette à long terme, en partie contrebalancée par l'augmentation du BAIIA ajusté en raison de la hausse des prix des marchandises et de l'amplification des volumes de vente dans la foulée de l'acquisition. La société entend bien se dessaisir des actifs existants du secteur Hydrocarbures classiques afin de réduire son endettement.

Au 30 juin 2017, le ratio dette/BAIIA ajusté et le ratio dette nette/BAIIA ajusté de Cenovus s'établissaient à 6,4 x et à 6.1 x, respectivement. Ces ratios sont largement au-delà de notre fourchette cible. En revanche, il importe de noter que le BAIIA ajusté est calculé sur une période de 12 mois consécutifs. C'est pourquoi il tient compte des résultats financiers des actifs du Deep Basin et de la participation supplémentaire de 50 % de FCCL uniquement pour la période allant du 17 mai 2017 au 30 juin 2017. Le montant de la dette et celui de la dette nette sont établis au 30 juin 2017; par conséquent, les ratios rendent intégralement compte de la dette contractée pour financer l'acquisition. Si le BAIIA ajusté tenait compte des résultats tirés des actifs acquis sur 12 mois complets, le ratio dette/BAIIA ajusté et le ratio dette nette/BAIIA ajusté seraient sensiblement moindres.

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 au 31 décembre 2016 et aux états financiers consolidés intermédiaires au 30 juin 2017.

### Capital social et régimes de rémunération à base d'actions

Dans le cadre de son programme d'intéressement à long terme, Cenovus offre à ses employés un régime d'options sur actions, 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 »). Avant le 31 décembre 2016, certains administrateurs, dirigeants ou employés ont choisi de convertir en UAD une partie de leur rémunération versée au premier trimestre de 2017. Le choix, peu importe l'exercice, est irrévocable. Les UAD peuvent être rachetées uniquement au moment du départ de la société. Les administrateurs ont également reçu une attribution annuelle d'UAD.

Se reporter à la note 21 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour en savoir plus à ce sujet.

	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
30 juin 2017		
Actions ordinaires	1 228 790	s. o.
Options sur actions	44 164	37 096
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	14 581	1 613

Dans le cadre de l'acquisition, Cenovus a procédé à la clôture d'un financement par voie de prise ferme le 6 avril 2017 visant 187,5 millions d'actions ordinaires pour un produit brut de 3,0 G\$ (2,9 G\$ déduction faite des frais d'émission d'actions de 101 M\$).

Par ailleurs, nous avons émis 208 millions d'actions ordinaires en faveur de ConocoPhillips le 17 mai 2017 à titre de contrepartie partielle relativement à l'acquisition. En ce qui a trait à la contrepartie en actions, Cenovus et ConocoPhillips ont conclu une entente d'investisseurs ainsi qu'une convention de droits d'inscription qui, entre autres modalités, empêche ConocoPhillips de vendre ou d'utiliser aux fins de couverture ses actions ordinaires de Cenovus jusqu'au 17 novembre 2017. ConocoPhillips ne peut non plus nommer de nouveaux membres au conseil d'administration de Cenovus et doit exercer les droits de vote se rattachant à ses actions ordinaires de Cenovus conformément aux recommandations de la direction ou s'abstenir de voter jusqu'à ce que ConocoPhillips soit propriétaire d'au plus 3,5 % des actions ordinaires en circulation de Cenovus.

### Obligations contractuelles et engagements

Cenovus est liée par diverses obligations se rapportant à des biens et à des services qu'elle contracte dans le cours normal de ses activités. Ces obligations ont trait surtout à des frais liés à la demande dans le cadre de contrats de transport fermes, aux contrats de location simple visant des immeubles, au programme de gestion des risques et à la capitalisation des régimes à prestations déterminées et d'autres avantages postérieurs à l'emploi. Les obligations dont l'échéance initiale est à moins de un an en ont été exclues. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés au 31 décembre 2016.

Au 30 juin 2017, le total des engagements s'élevait à 29,9 G\$, dont une tranche de 26,4 G\$ se rapportait à divers engagements liés au transport. Au cours du semestre clos le 30 juin 2017, dans le cadre de l'acquisition, Cenovus a repris des engagements de 3,7 G\$, se composant principalement d'engagements liés au transport liés à FCCL. Cette augmentation des engagements a été contrebalancée par le retrait de la société de certaines initiatives en matière de transport et le recours à des contrats. Certains des engagements liés au transport, à hauteur de 16 G\$, sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou ont été approuvés, mais ne sont pas encore en vigueur (19 G\$ au 31 décembre 2016). Ces contrats sont d'une durée pouvant aller jusqu'à 20 ans après la date de leur entrée en vigueur; ils devraient contribuer à faire correspondre les besoins futurs de la société en matière de transport avec la croissance prévue de sa production.

Au 30 juin 2017, des lettres de crédit en cours totalisant 246 M\$ étaient émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats (258 M\$ au 31 décembre 2016).

## **Actions en justice**

Cenovus est partie à un nombre restreint d'actions en justice dans le cours normal de ses activités. La société estime qu'il n'est pas probable que les obligations pouvant éventuellement découler de ces actions, dans la mesure où elles ne sont pas provisionnées, auront une incidence significative sur ses états financiers consolidés intermédiaires.

## **Paieement éventuel**

Dans le cadre de l'acquisition et en ce qui concerne la production liée aux sables bitumineux, Cenovus a convenu de verser des paiements trimestriels à ConocoPhillips au cours des cinq années suivant le 17 mai 2017 pour chaque trimestre où le prix moyen du pétrole brut du WCS sera supérieur à 52 \$ le baril. Au 30 juin 2017, la juste valeur estimative du paiement éventuel s'élevait à 295 M\$. Au deuxième trimestre, le WCS s'est établi en moyenne à une valeur inférieure à 52 \$ le baril. Par conséquent, aucun paiement n'était exigible. Le calcul comporte un mécanisme d'ajustement tenant compte de certaines interruptions de production importantes à Foster Creek et à Christina Lake, qui pourrait réduire le montant d'un paiement éventuel. À mesure que la capacité de production augmente par suite des expansions futures, le pourcentage de hausse disponible pour Cenovus s'accroîtra aussi.

Pour plus de détails, se reporter aux rubriques « Acquisition d'actifs de sables bitumineux et du Deep Basin » et « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion.

## **GESTION DES RISQUES**

---

Pour bien comprendre les risques auxquels est exposée Cenovus, il faut lire la présente analyse en parallèle avec la rubrique portant sur la gestion des risques du rapport de gestion annuel de 2016 et de celui du premier trimestre de 2017. 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 2016.

Dans la poursuite de ses objectifs stratégiques, Cenovus est exposée à divers risques. Certains de ces risques visent 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 plus efficace. La société demeure exposée aux risques énumérés dans le rapport de gestion annuel de 2016 et dans la notice annuelle.

Les paragraphes qui suivent présentent une mise à jour des risques auxquels la société est exposée en ce qui a trait aux prix des marchandises et à l'acquisition.

### **Risque lié aux prix des marchandises**

Les fluctuations des prix des marchandises et des prix des produits raffinés influent sur la situation financière de la société, son résultat d'exploitation, ses flux de trésorerie, sa croissance, sa capacité de mobiliser des capitaux et le coût des emprunts qu'elle contracte.

La société atténue son exposition au risque lié aux prix des marchandises au moyen de l'intégration de ses activités, du recours à des instruments financiers, de contrats à livrer et d'engagements en matière d'accès au marché. Les instruments financiers conclus relativement aux activités de raffinage par l'exploitant des raffineries de la société, Phillips 66, visent principalement l'achat de produits. Les notes 23 et 24 annexes aux états financiers consolidés intermédiaires présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels a recours la société, comme leur classement, les hypothèses formulées lors de l'établissement de leur juste valeur et une analyse plus approfondie des risques qu'ils comportent et de la gestion de ces risques.

### **Risques liés aux instruments financiers dérivés**

Les instruments financiers exposent Cenovus au risque qu'une contrepartie manque à ses obligations contractuelles. Ce risque est atténué au moyen de limites imposées au risque de crédit, de l'évaluation fréquente des notations de crédit des contreparties et de conventions de compensation, comme l'énonce la politique en matière de crédit de Cenovus.

Les instruments financiers exposent de plus Cenovus au risque de perte découlant de variations défavorables de la valeur de marché des instruments financiers ou de l'incapacité de la société de remplir ses obligations de livraison relatives à la transaction physique sous-jacente. Les instruments financiers peuvent restreindre les profits revenant à Cenovus si les prix des marchandises augmentent. Ces risques sont atténués au moyen de limites de couverture examinées chaque année par le conseil, comme l'exige la politique de réduction des risques associés aux marchés.

## Incidence financière des activités de gestion des risques

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin					
	2017			2016		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut <sup>1)</sup>	(14)	(166)	(180)	19	246	265
Raffinage	2	(3)	(1)	(1)	1	-
Taux d'intérêt	-	13	13	-	37	37
Change	(143)	24	(119)	-	-	-
<b>(Profits) pertes liés à la gestion des risques</b>	<b>(155)</b>	<b>(132)</b>	<b>(287)</b>	18	284	302
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	39	37	76	(6)	(77)	(83)
<b>(Profits) pertes liés à la gestion des risques, après impôt</b>	<b>(116)</b>	<b>(95)</b>	<b>(211)</b>	12	207	219

1) Compte non tenu de pertes liées à la gestion des risques de 3 M\$ à l'égard de contrats sur le pétrole brut relativement au secteur Hydrocarbures classiques (profits liés à la gestion des risques de 11 M\$ en 2016), lequel a été classé à titre d'activité abandonnée.

(en millions de dollars)	Semestres clos les 30 juin					
	2017			2016		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut <sup>1)</sup>	63	(417)	(354)	(106)	364	258
Raffinage	4	(3)	1	(5)	4	(1)
Électricité	-	-	-	3	(14)	(11)
Taux d'intérêt	-	9	9	-	79	79
Change	(143)	-	(143)	-	-	-
<b>(Profits) pertes liés à la gestion des risques</b>	<b>(76)</b>	<b>(411)</b>	<b>(487)</b>	(108)	433	325
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	18	112	130	28	(118)	(90)
<b>(Profits) pertes liés à la gestion des risques, après impôt</b>	<b>(58)</b>	<b>(299)</b>	<b>(357)</b>	(80)	315	235

1) Compte non tenu de pertes liées à la gestion des risques de 16 M\$ à l'égard de contrats sur le pétrole brut relativement au secteur Hydrocarbures classiques (profits liés à la gestion des risques de 50 M\$ en 2016), lequel a été classé à titre d'activité abandonnée.

Au deuxième trimestre de 2017 et pour l'exercice à ce jour, la société a comptabilisé des profits réalisés à l'égard de contrats de change en raison des activités de couverture exercées au soutien de l'acquisition. Au deuxième trimestre de 2017, la société a comptabilisé des profits réalisés à l'égard des activités de gestion des risques liés au pétrole brut, car les prix contractuels convenus étaient supérieurs aux prix de référence moyens. Au premier semestre de 2017, la société a comptabilisé des pertes réalisées à l'égard des activités de gestion des risques liés au pétrole brut, car les prix contractuels convenus étaient inférieurs aux prix de référence moyens. La société a par ailleurs comptabilisé des profits latents sur ses instruments financiers liés au pétrole brut au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017 en raison principalement de la réalisation des positions nettes et des variations des prix du marché.

### Risques liés à l'acquisition

#### Coûts ou obligations imprévus liés à l'acquisition

Les acquisitions de biens de pétrole brut et de gaz naturel sont largement fondées sur des évaluations techniques, environnementales et économiques effectuées par l'acquéreur, des ingénieurs indépendants et des consultants. Ces évaluations comportent une série d'hypothèses concernant des facteurs comme le potentiel de récupération et de mise en marché du pétrole brut et du gaz naturel, les restrictions et les interdictions environnementales concernant les rejets et émissions de diverses substances, les prix futurs du pétrole brut et du gaz naturel et les charges d'exploitation s'y rattachant, les dépenses d'investissement futures et les redevances et d'autres droits imposés par l'État sur la durée de vie productive des réserves. Plusieurs de ces facteurs peuvent changer et sont indépendants de la volonté de la société. Toutes ces évaluations supposent qu'est mesurée l'incertitude géologique, technique, environnementale et réglementaire qui pourrait entraîner une baisse de la production et des réserves ou une augmentation des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement au-delà des montants prévus.

Même si la société a procédé à des études environnementales et à des recherches de titre concernant les actifs du Deep Basin, ces études et recherches ne peuvent garantir qu'aucune anomalie imprévue dans la chaîne de titres ne donnera pas lieu à la déchéance du titre de la société sur certains actifs ni qu'il n'existe aucune défaillance ni lacune en matière d'environnement.

En parallèle avec l'acquisition, il est possible que la société n'ait pas relevé certaines obligations ou qu'elle ait été incapable de les quantifier dans son contrôle préalable effectué avant la signature de la convention d'acquisition et qu'elle ne reçoive pas d'indemnisation pour une partie ou la totalité de ces obligations. La découverte ou la quantification de toute obligation importante pourraient avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière ou les perspectives de la société. De plus, la convention d'acquisition limite le montant de l'indemnisation que la société peut recevoir. Par conséquent, toute obligation relative à l'acquisition pourrait être supérieure aux indemnités prévues aux termes de la convention d'acquisition.

### **Concrétisation des avantages attendus de l'acquisition**

La société estime que l'acquisition lui procurera un certain nombre d'avantages. Il y a toutefois un risque qu'une partie ou la totalité des avantages attendus de l'acquisition ne se réalisent pas, coûtent plus cher à réaliser ou ne se concrétisent pas dans le délai prévu. La concrétisation de ces avantages peut subir l'incidence de nombreux facteurs, dont plusieurs sont indépendants de la volonté de la société.

### **Montant des paiements éventuels**

Dans le cadre de l'acquisition, la société a convenu de verser des paiements éventuels dans certaines circonstances. Le montant de ces paiements variera de temps à autre en fonction du prix du WCS en dollar canadien pendant la période de cinq ans suivant la clôture de l'acquisition; ces paiements peuvent être considérables. De plus, dans le cas où de tels paiements seraient faits, les résultats présentés et d'autres ratios de la société pourraient en subir les répercussions défavorables.

### **Transaction importante et coûts connexes**

La société s'attend à devoir engager un certain nombre de coûts liés à la clôture de l'acquisition, à l'intégration des actifs du Deep Basin et à la conclusion de la vente des actifs ciblés. La majorité de ces coûts sera composée des coûts liés à l'acquisition, des coûts de regroupement des installations et des systèmes et des charges sociales. La société pourrait engager des coûts supplémentaires imprévus pour l'intégration des actifs qui seront acquis dans le cadre de l'acquisition (ensemble, les « actifs acquis ») à ses propres activités et pour la conclusion de la vente des actifs ciblés.

### **Risques d'exploitation et risques liés aux réserves et aux ressources se rapportant aux actifs acquis**

Les facteurs de risque décrits dans la notice annuelle de la société à l'égard des activités pétrolières et gazières, des questions environnementales, de l'exploitation et des réserves et ressources de Cenovus s'appliquent également aux actifs acquis. En particulier, les renseignements sur les réserves, les ressources et les taux de récupération qui figurent dans les rapports sur les réserves et les ressources portant sur les actifs acquis ne représentent qu'une estimation; la production réelle tirée de ces biens et les réserves qu'elles contiendront en définitive peuvent être supérieures ou inférieures aux estimations formulées dans ces rapports.

### **Risque de non-remboursement des prélèvements faits sur les facilités de crédit**

La société a effectué des prélèvements importants sur sa facilité de crédit engagée existante et une facilité de crédit-relais engagée. Elle a l'intention de rembourser la facilité de crédit-relais au moyen de la vente de certains actifs. La société pourrait être incapable de vendre les actifs en question dans le délai prévu ou au prix que la société s'attend à obtenir. Si elle n'est pas en mesure de vendre les actifs, ou qu'elle ne parvient pas à le faire selon les modalités auxquelles elle s'attend, sa capacité à rembourser les prélèvements effectués sur la facilité de crédit-relais engagée comme prévu pourrait être mise en péril. Dans le cas où Cenovus ne pourrait pas refinancer ses emprunts sur la facilité de crédit engagée existante ou la facilité de crédit-relais engagée de la manière prévue, la société pourrait être tenue d'utiliser d'autres sources de liquidités, notamment les fonds en caisse, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ou des prélèvements sur la facilité de crédit engagée existante dans la mesure des montants encore disponibles. La société pourrait également être tenue de demander une prorogation ou de faire apporter des modifications aux modalités de sa facilité de crédit engagée existante et de sa facilité de crédit-relais engagée afin de reporter les dates d'échéance des emprunts contractés. Au cours des dernières années, la faiblesse des prix du pétrole brut et du gaz naturel a eu une incidence considérable sur le rendement opérationnel et financier des emprunteurs du secteur de l'énergie et causé parfois la réduction de l'offre de crédit de la part des prêteurs et leur réticence à offrir aux emprunteurs les prorogations demandées ou d'autres modifications de leurs modalités de remboursement. Par conséquent, selon les conditions du marché du crédit du secteur pétrolier et gazier au moment où la société devra rembourser les emprunts effectués sur la facilité de crédit engagée existante et la facilité de crédit-relais engagée et selon la performance financière de Cenovus à ce moment, la société pourrait être incapable d'obtenir la prorogation ou la modification de sa facilité de crédit engagée existante et de sa facilité de crédit-relais engagée, ou de les obtenir à des conditions satisfaisantes pour elle, ce qui pourrait mettre la société en situation de non-respect de ses obligations de remboursement aux termes de sa facilité de crédit engagée existante ou de sa facilité de crédit-relais engagée. La société pourrait en outre faire l'objet de divers recours dont disposent les prêteurs, notamment ceux stipulés dans la législation sur la faillite et l'insolvabilité.

### **Endettement accru**

Pour financer l'acquisition, la société a emprunté 3,6 G\$ sur sa facilité de crédit-relais engagée et a émis des billets non garantis de premier rang de 2,9 G\$ US. Ces emprunts se traduiront par une augmentation considérable de la dette consolidée de Cenovus. Cet endettement accru fera monter la charge d'intérêts et les obligations liées au service de la dette de Cenovus et pourrait avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation de Cenovus.

La capacité de Cenovus à assurer le service de sa dette plus élevée dépendra entre autres de son rendement financier et opérationnel futur, sur lequel influenceront les conditions économiques, les fluctuations des taux d'intérêt et divers facteurs financiers, commerciaux, réglementaires et autres, dont certains sont indépendants de la volonté de Cenovus. Si les résultats d'exploitation de Cenovus ne suffisent pas à assurer le service de sa dette actuelle ou future, la société pourrait être forcée de prendre des mesures comme la réduction des dividendes, la limitation ou le report d'activités commerciales, d'investissements ou de dépenses d'investissement, la vente d'actifs, la restructuration ou le refinancement de sa dette ou la recherche de capitaux propres supplémentaires.

La cote de crédit de la société pourrait être abaissée ou lui être retirée par une agence de notation si, de l'avis de cette dernière, les circonstances le justifient. L'endettement accru de Cenovus par suite de l'acquisition pourrait être un facteur pris en compte par les agences de notation qui réduiraient alors la cote de crédit de la société. Si une agence de notation abaissait la cote de crédit de Cenovus, le coût d'emprunt de celle-ci pourrait augmenter et ses sources de financement, se réduire. De plus, l'incapacité de Cenovus à maintenir ses cotes de crédit actuelles pourrait altérer les relations d'affaires de la société avec des fournisseurs et des partenaires exploitants. L'abaissement des cotes de crédit pourrait aussi avoir une incidence négative sur la disponibilité et le coût des capitaux nécessaires pour financer les investissements de croissance, qui sont au cœur de la stratégie d'affaires à long terme de Cenovus.

### ***Risque lié à la Colombie-Britannique***

Aux termes de l'acquisition, la société a fait l'acquisition d'environ 0,9 million d'acres brutes (0,7 million d'acres nettes) de biens fonciers situés en Colombie-Britannique, ce qui l'expose à des risques additionnels.

#### *Revendications des peuples autochtones*

Des groupes autochtones ont revendiqué des titres et des droits ancestraux visant des portions de l'Ouest canadien, notamment en Colombie-Britannique. Ces revendications, si elles sont jugées légitimes, pourraient avoir une incidence défavorable significative sur Cenovus. Les gouvernements du Canada et de la Colombie-Britannique ont l'obligation de consulter les peuples autochtones relativement aux actions et aux décisions qui pourraient avoir une incidence sur ces droits et revendications et, dans certains cas, sont tenus d'accéder à leurs demandes. Ces obligations pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de Cenovus d'obtenir et de renouveler des permis, des baux, des licences et d'autres approbations, ou encore de respecter les modalités de ces approbations. La portée de l'obligation de consulter des gouvernements du Canada et de la Colombie-Britannique fait l'objet de litiges en cours, ce qui peut causer de l'incertitude en ce qui concerne l'obtention des permis, des baux, des licences et autres approbations. L'opposition manifestée par des groupes autochtones peut aussi avoir une incidence négative sur Cenovus en ce qui a trait à la perception du public, au détournement de l'attention et des ressources de la direction, aux frais juridiques et de services-conseils, aux éventuels barrages routiers ou à d'autres perturbations par des tiers des activités de Cenovus ou à des mesures réparatoires imposées par un tribunal ayant des répercussions sur les activités de Cenovus. Les contestations menées par des groupes autochtones pourraient nuire à l'expansion de Cenovus et à sa capacité d'explorer et de mettre en valeur ses biens.

#### *Réglementation liée aux changements climatiques*

Le 19 août 2016, le gouvernement de la Colombie-Britannique a dévoilé son plan directeur sur le climat qui vise à réduire les émissions annuelles nettes de gaz à effet de serre de 25 millions de tonnes sous les prévisions actuelles d'ici 2050 et a réaffirmé qu'il atteindrait son objectif de 2050 qui consiste à réduire de 80 % les émissions par rapport aux niveaux de 2007. En plus de diverses mesures prises à l'échelle de la province dans le but, entre autres, de favoriser la croissance du secteur des énergies renouvelables, l'utilisation de technologies à faible taux d'émission et l'amélioration de l'efficacité énergétique, le gouvernement de la Colombie-Britannique s'est engagé à mettre en œuvre une politique officielle pour réglementer les projets de captage et de stockage du carbone.

En outre, le plan directeur sur le climat contient une stratégie de réduction des émissions de méthane dans le secteur gazier en amont qui commence par une première phase visant une réduction de 45 % des émissions fugitives et mises à l'air libre d'ici 2025 pour les installations construites avant le 1<sup>er</sup> janvier 2015, suivie par une phase de transition pour les installations construites entre 2015 et 2018 qui comporte un nouveau protocole de compensation et un programme de crédit de redevances pour les infrastructures propres et comporte enfin une phase future qui comprendra l'élaboration et la mise en œuvre de nouvelles normes de réduction des émissions de méthane.

#### *Réglementation environnementale*

En Colombie-Britannique, la loi intitulée *Oil and Gas Activities Act* (la « OGAA ») vise les producteurs pétroliers et gaziers classiques, les producteurs de gaz de schiste et d'autres exploitants d'installations de pétrole brut et de gaz naturel de la province. Aux termes de la OGAA, la Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique (la « commission ») dispose de pouvoirs étendus, en particulier en ce qui concerne la conformité et la mise en application ainsi que l'établissement de normes techniques de sécurité et d'exploitation s'appliquant aux activités pétrolières et gazières. Le règlement intitulé *Environmental Protection and Management Regulation* fixe les objectifs environnementaux du gouvernement à l'égard des terres de la Couronne en matière d'eau, d'habitats riverains, de faune et d'habitat faunique, de peuplements anciens et de ressources patrimoniales culturelles. Selon la OGAA, la commission doit prendre ces objectifs en compte lorsqu'elle décide d'autoriser ou non une activité pétrolière et gazière. De plus, même s'il ne s'agit pas d'une loi exclusivement environnementale, la *Petroleum and Natural Gas Act*, en combinaison avec la OGAA, exige que les entreprises obtiennent diverses approbations avant d'entreprendre des travaux d'exploration ou de production, comme un permis pour les travaux géophysiques, l'approbation des projets d'exploration géophysiques, un permis donnant le droit exclusif d'effectuer des travaux géologiques et des travaux d'exploration géophysiques et des autorisations pour les puits, le forage d'essai et les sources d'eau. Les approbations accordées tiennent compte des facteurs environnementaux; les permis et les approbations peuvent être suspendus ou révoqués en cas de non-respect de la loi et des règlements qui s'y rattachent.

### *Régime de redevances*

En Colombie-Britannique, les producteurs pétroliers et gaziers exploitant des terres de la Couronne doivent verser des paiements de location annuels et des redevances mensuelles portant sur le pétrole brut et le gaz naturel produits. Le montant des redevances à payer sur le pétrole brut dépend du type et de la source de pétrole brut, de la quantité de pétrole brut produit en un mois et de la valeur de ce pétrole brut. En règle générale, le pétrole brut est désigné comme étant « léger » ou « lourd ». Le pétrole brut est aussi classé selon la source : l'« ancien pétrole » provient d'un gisement comportant un puits complété qui a produit du pétrole brut pour la première fois avant le 31 octobre 1975; le « pétrole nouveau » provient d'un gisement comportant un puits complété qui a produit du pétrole brut pour la première fois entre le 31 octobre 1975 et le 1<sup>er</sup> juin 1998; le « pétrole de troisième niveau » provient d'un gisement comportant un puits complété qui a produit du pétrole brut pour la première fois après le 1<sup>er</sup> juin 1998 ou au moyen d'un système de récupération assistée des hydrocarbures. Le calcul des redevances prend en compte la production de pétrole brut puits par puits, le taux de redevance précisé pour une source donnée de pétrole brut, le prix de vente unitaire moyen du pétrole brut et les exemptions s'appliquant. Les taux de redevance sont moindres sur les puits à faible productivité, pour tenir compte des coûts d'extraction unitaires plus élevés; les taux les plus bas s'appliquent au pétrole de troisième niveau, ce qui reflète les coûts unitaires supérieurs pour la prospection et l'extraction.

La redevance à payer sur le gaz naturel produit sur les terres de la Couronne est établie selon une formule à échelle mobile basée sur un prix de référence, qui correspond au plus élevé du prix net moyen obtenu par le producteur et un prix minimal prescrit. Pour le gaz autre que de récupération (qui n'est pas produit en association avec le pétrole brut), le taux de redevance dépend de la date d'acquisition des droits de tenure pétrolière et gazière et de la date de battage au câble du puits; il peut aussi tenir compte du prix choisi, paramètre utilisé dans le calcul du taux de redevance pour tenir compte de l'inflation. Les taux de redevance sont fixes pour certaines catégories de gaz autre que de récupération lorsque le prix de référence est inférieur au prix choisi. Le gaz de récupération est assorti d'un taux de redevance moindre que le gaz autre que de récupération. Les redevances sur les LGN sont imposées à un taux constant correspondant à 20 % du volume de vente.

Les producteurs pétroliers et gaziers exploitant des propriétés franches en Colombie-Britannique sont tenus de payer des taxes à la production de propriété franche mensuelles. Dans le cas du pétrole brut, la taxe à la production de propriété franche est fondée sur le volume de production mensuelle; elle est calculée selon un taux fixe ou, au-delà d'un certain niveau de production, elle est établie selon une échelle mobile fondée sur le niveau de production. Dans le cas du gaz naturel, la taxe à la production de propriété franche applicable est calculée à un taux fixe ou, à certains niveaux de production, elle est établie au moyen d'une échelle mobile selon un prix de référence similaire à celui appliqué à la production de gaz naturel provenant des terres de la Couronne; la taxe diffère s'il s'agit de gaz de récupération ou non. Dans le cas des LGN, la taxe à la production de propriété franche est établie à un taux fixe de 12,25 %. De plus, les détenteurs de droits miniers de la Colombie-Britannique doivent payer une taxe sur les biens-fonds de minéraux qui correspond à 4,94 \$ l'hectare de terrains productifs. La taxe sur les terrains non productifs est établie selon une échelle mobile allant de 1,25 \$ à 4,94 \$ l'hectare, selon la superficie totale détenue par l'entité.

Le gouvernement de la Colombie-Britannique s'est doté d'un certain nombre de programmes de redevances ciblant les principales zones de ressources dans le but d'augmenter la compétitivité des puits de gaz naturel à faible productivité de la Colombie-Britannique. Il s'agit entre autres des programmes de crédit de redevances et de réduction des redevances.

Le gouvernement de la Colombie-Britannique gère aussi un programme de crédit de redevances pour les infrastructures qui accorde des crédits de redevances sur un maximum de 50 % du coût de certains projets approuvés de construction de routes ou d'infrastructures pipelinières ayant pour but de faciliter l'accroissement de la prospection et de la production de pétrole brut et de gaz naturel dans des zones insuffisamment mises en valeur et de prolonger la saison de forage.

Toute modification ultérieure par le gouvernement de la Colombie-Britannique à ses programmes ou régimes de redevances pourrait avoir une incidence significative sur la situation financière de Cenovus, ses résultats d'exploitation et ses dépenses d'investissement futures.

## **JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE**

---

Pour l'application des méthodes comptables, la direction est tenue de faire des estimations, de formuler des hypothèses, ainsi que d'avoir recours à des jugements, lesquels 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 annuels pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 et aux états financiers consolidés intermédiaires pour la période close le 30 juin 2017 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 les états financiers consolidés annuels et intermédiaires. Aucun changement n'a été apporté aux jugements d'importance critique auxquels la société a recours lors de l'application des méthodes comptables au cours du premier semestre de 2017. 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 2016.

## **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. Outre les éléments analysés dans les états financiers consolidés annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2016 et dans le rapport de gestion annuel, l'estimation des justes valeurs des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises, notamment le paiement éventuel et le goodwill, constitue un élément crucial nécessitant le recours à des estimations ou des jugements d'importance critique.

## **Prises de position comptables récentes**

Aucune nouvelle norme comptable ni interprétation ou modification connexe n'a été adoptée au cours du semestre clos le 30 juin 2017.

## **Adoption à venir de nouvelles normes et interprétations comptables**

Un certain nombre de nouvelles normes comptables et d'interprétations ou de modifications de normes comptables entrent en vigueur pour les exercices ouverts après le 1<sup>er</sup> janvier 2017 et n'ont donc pas été appliquées lors de la préparation des états financiers consolidés intermédiaires du trimestre clos le 30 juin 2017. Les paragraphes qui suivent contiennent une mise à jour de l'information fournie dans les états financiers consolidés annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

## **Comptabilisation des produits**

Le 28 mai 2014, l'IASB a publié IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*, (« IFRS 15 »), appelée à remplacer IAS 11, *Contrats de construction*, IAS 18, *Produits des activités ordinaires*, et plusieurs interprétations liées à la comptabilisation des produits. IFRS 15 propose un cadre unique pour la comptabilisation des produits qui s'applique aux contrats conclus avec des clients. La norme stipule qu'une entité doit comptabiliser les produits de manière à refléter le transfert de biens et de services et le montant de la contrepartie qu'elle s'attend à recevoir au moment du transfert du contrôle à l'acheteur. Les obligations d'information ont aussi été élargies.

IFRS 15 entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018. La norme peut être appliquée de manière rétrospective ou selon une approche rétrospective modifiée. La société examine actuellement l'incidence de l'adoption d'IFRS 15 sur ses états financiers consolidés et prévoit de l'adopter pour l'exercice qui sera clôturé le 31 décembre 2018.

## **Contrats de location**

Le 13 janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16, *Contrats de location* (« IFRS 16 »), qui impose aux entités de comptabiliser à l'état de la situation financière les créances et les obligations au titre de contrats de location. En ce qui concerne les preneurs, IFRS 16 annule le classement des contrats de location à titre soit de contrats de location simple, soit de contrats de location-financement, tous les contrats de location étant considérés comme des contrats de location-financement. Seuls certains contrats de location à court terme, d'une durée inférieure à 12 mois, et les contrats de location visant des actifs de faible valeur ne sont pas assujettis à ces exigences et peuvent continuer à être considérés comme des contrats de location simple.

Les bailleurs continuent de classer les contrats de location selon le modèle de classement double. Le classement détermine quand et comment le bailleur doit comptabiliser les produits locatifs, et quelles sont les créances à comptabiliser.

IFRS 16 entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise pourvu qu'IFRS 15 ait été adoptée. La norme peut être appliquée de manière rétrospective ou selon une approche rétrospective modifiée. L'approche rétrospective modifiée ne requiert pas le retraitement des informations financières de la période précédente, car c'est un effet cumulatif qui est comptabilisé à titre d'ajustement des résultats non distribués d'ouverture, et la norme est ensuite appliquée de manière prospective.

La société prévoit d'appliquer IFRS 16 le 1<sup>er</sup> janvier 2019. Une équipe responsable de la transition évalue l'incidence de l'adoption d'IFRS 16 et elle supervisera les modifications apportées aux systèmes comptables, aux processus et aux contrôles internes. Il est prévu que le temps et les efforts aux fins de l'élaboration et de la mise en œuvre des modifications requises (notamment l'incidence sur les systèmes informatiques) s'échelonnent jusqu'en 2018. Même si l'approche transitoire à l'égard de l'adoption n'a pas encore été déterminée, l'adoption d'IFRS 16 aura une incidence importante sur les états consolidés de la situation financière.

## **ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE**

---

La direction a évalué les modifications à son environnement de contrôle relatives à l'acquisition. Aucun changement n'a été apporté au contrôle interne à l'égard de l'information financière au cours du trimestre clos le 30 juin 2017 qui aurait eu ou serait raisonnablement susceptible d'avoir une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.

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.

## **PERSPECTIVES**

---

Cenovus prévoit que 2017 sera une année marquée par la transformation. La clôture de l'acquisition au deuxième trimestre de 2017 a permis d'accroître la participation que la société détient dans FCCL pour la porter à 100 % et fournit à Cenovus une deuxième plateforme de croissance relativement aux actifs du Deep Basin en Alberta et en Colombie-Britannique. La société cherche actuellement un acquéreur pour ses activités de pétrole et de gaz naturel existants du secteur Hydrocarbures classiques.

Cenovus estime être bien positionnée pour faire face à la volatilité continue des marchés et des prix des marchandises. Elle continuera de rechercher des moyens d'accroître ses marges grâce à un solide rendement opérationnel et à la domination du marché par les coûts, tout en assurant la sécurité et la fiabilité de ses activités. La gestion dynamique des engagements et des occasions d'accès aux marchés devrait permettre à la société de concrétiser son objectif qui consiste à atteindre une plus vaste clientèle afin d'obtenir un prix de vente plus élevé pour sa production de liquides.

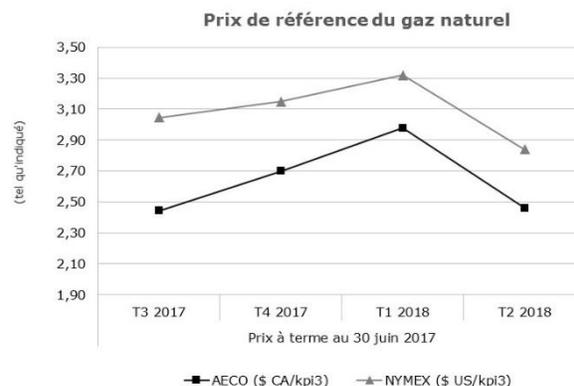
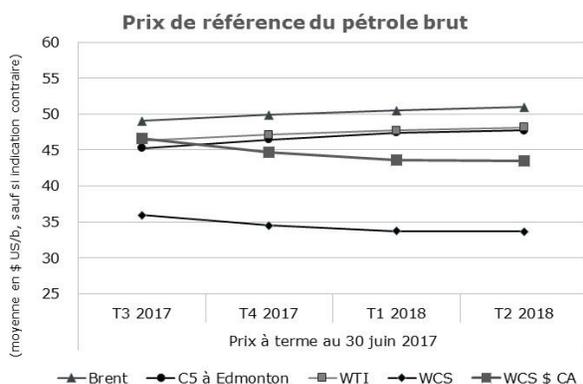
La société a réduit les capitaux nécessaires pour maintenir ses activités de base et faire croître ses projets, ce qui devrait lui permettre de redynamiser la croissance d'une manière disciplinée. La société est d'avis que ces efforts contribueront à assurer sa résilience financière.

L'analyse des perspectives qui suit porte essentiellement sur les 12 mois à venir.

### **Prix des marchandises sous-tendant les résultats financiers**

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

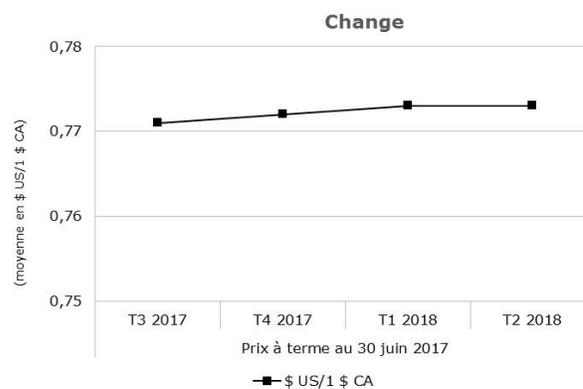
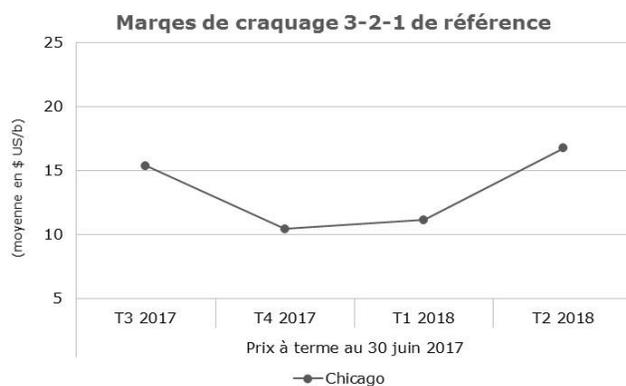
- Selon la société, l'orientation générale des prix du pétrole brut dépendra principalement de la réaction de l'offre au contexte actuel des prix, des répercussions de toute perturbation de l'offre et du rythme de croissance de la demande mondiale sous l'influence des événements macroéconomiques. Dans l'ensemble, la société croit que se poursuivra la volatilité des prix du pétrole brut et s'attend à une modeste amélioration de ceux-ci au cours du second semestre de 2017. La capacité de l'OPEP de respecter ses compressions relatives à la production conjuguée à la croissance annuelle de la demande devrait soutenir les prix pour le reste de l'année, lesquels sont comprimés par la nécessité de faire baisser les stocks de brut excédentaires et la croissance de la production américaine.
- La société s'attend à ce que l'écart Brent-WTI demeure étroit maintenant que les États-Unis exportent du brut sur les marchés étrangers. Dans l'ensemble, l'écart devrait être en correspondance avec les coûts de transport.
- La société s'attend à ce que l'écart WTI-WCS s'élargisse en raison du regain de l'offre canadienne maintenant qu'ont cessé les arrêts de production, de la croissance de l'offre liée aux sables bitumineux et de possibles enjeux liés au transport.



Les prix du gaz naturel devraient s'améliorer durant le second semestre de 2017. En effet, Cenovus s'attend à une forte croissance de la demande structurelle et à une hausse, faible cependant, de la production de gaz naturel. En revanche, la majoration des prix sera vraisemblablement bloquée par la capacité du secteur de l'énergie de recourir au charbon comme substitut au gaz naturel.

Les marges de craquage des raffineries américaines devraient baisser durant le second semestre de l'exercice. En effet, les stocks de produits raffinés élevés à l'échelle mondiale continueront de comprimer les prix des produits tandis que la demande saisonnière aux États-Unis faiblira durant l'automne et l'hiver. L'incidence de l'affaiblissement des marges de craquage sera atténuée par l'élargissement de l'écart WTI-WCS, facteur qui créera un avantage au chapitre de la charge d'alimentation.

Cenovus s'attend à ce que la corrélation se poursuive entre le dollar canadien et la modeste progression du prix du pétrole brut, outre la vitesse à laquelle la Réserve fédérale américaine et la Banque du Canada majorent les taux d'intérêt. La Banque du Canada a récemment augmenté son taux de référence pour la première fois en sept ans, ce qui marque une transition notable vers un resserrement de la politique monétaire.



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 des contraintes relatives au transport à l'échelle canadienne. La société est préparée à une certaine volatilité des prix du pétrole brut. Elle a toujours la possibilité de réduire en partie son exposition aux écarts de prix entre le léger et le lourd au moyen des mesures suivantes :

- Intégration – Les installations de raffinage du pétrole lourd permettent à la société de traiter le brut lourd d'origine canadienne. Sur le plan de la chaîne de valeur, les raffineries sont en mesure de tirer parti à la fois de l'écart WTI-WCS pour le pétrole brut canadien et de l'écart Brent-WTI grâce à la vente de produits raffinés.
- Opérations de couverture financière – La société limite l'incidence des fluctuations des prix du brut en amont en concluant des opérations financières fixant l'écart WTI-WCS;
- Ententes de commercialisation – La société limite l'incidence des fluctuations des 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 brut des zones de production jusqu'aux marchés de consommation et aux marchés côtiers.

La production supplémentaire de gaz naturel et de LGN associée à l'acquisition procurera une meilleure intégration en amont des besoins relatifs aux carburants, aux solvants et à la fluidification de nos activités liées aux sables bitumineux.

## **Priorités pour le reste de 2017**

### ***Maintien de la résilience financière et excellence opérationnelle***

Cenovus demeure focalisée sur sa résilience et sa flexibilité financières tout en continuant d'assurer son exploitation de manière sécuritaire, élément qui reste prioritaire. La réduction de l'endettement est la principale priorité. Notre projet de dessaisissement des actifs classiques existants progresse sur la bonne voie. Nous prévoyons annoncer des contrats de vente d'actifs de l'ordre de 4,0 G\$ à 5,0 G\$ d'ici la fin de 2017, dont le produit sera affecté à l'annulation de la facilité de crédit-relais engagée et au désendettement.

Au 30 juin 2017, du fait de la trésorerie et du montant de 4,5 G\$ disponible sur la facilité de crédit engagée, la société disposait de liquidités d'environ 5 G\$. Elle est d'avis que sa situation financière et que la protection baissière de son programme de couverture liée aux marchandises devraient lui procurer la flexibilité et la résilience financières nécessaires en vue de maximiser la valeur réalisée sur les ventes d'actifs et de mettre à exécution son plan de désendettement à court terme.

### ***Croissance disciplinée et axée sur la valeur ajoutée***

La société a mis à jour ses prévisions relatives à ses dépenses d'investissement de 2017. Elle prévoit désormais que les dépenses d'investissement seront de l'ordre de 1,6 G\$ à 1,8 G\$. La prévision a baissé d'environ 11 % par rapport au 20 juin 2017.

Cenovus entend mettre l'accent sur l'optimisation des dépenses d'investissement et des projets de mise en valeur des actifs liés aux sables bitumineux et au Deep Basin en fonction de divers contextes de prix des marchandises. En ce qui concerne les sables bitumineux, la société préconisera une approche disciplinée qui continue de miser sur la maîtrise des coûts et les efficacités au chapitre des investissements, selon une vitesse de croissance modérée. Elle compte également favoriser une approche de mise en valeur méthodique en ce qui a trait aux actifs du Deep Basin en 2017 et elle prévoit une mise en service progressive qui s'échelonne jusqu'en 2020. L'intégration demeure une partie importante de la stratégie globale de la société. Toutefois, certaines dépenses d'investissement seront aussi consacrées aux travaux d'entretien prévus des raffineries et à l'amélioration de la fiabilité de celles-ci.

### ***Domination du marché par les coûts***

La société entend dominer le marché au chapitre des coûts et des marges. Elle prévoit continuer à réduire les coûts en misant sur sa taille et son échelle accrues, ainsi que sur les avancées technologiques et l'amélioration de ses activités de base. Cenovus estime qu'il est possible de réduire les charges d'exploitation dans la région du Deep Basin à mesure qu'y sont intégrés les actifs acquis. Sa capacité de procéder à des améliorations durables et structurelles relativement aux coûts et aux marges viendra soutenir encore davantage son plan d'affaires et sa capacité d'adaptation financière.

### ***Accès aux marchés***

Les contraintes limitant l'accès aux marchés du pétrole brut canadien demeurent problématiques. La stratégie de Cenovus consiste à conserver des engagements fermes en matière de transport au moyen de l'accès aux pipelines, au transport ferroviaire et au transport maritime afin de soutenir son plan de croissance, tout en réservant de la capacité aux fins d'optimisation. La société s'attend à compléter la capacité faisant l'objet d'engagements fermes à l'aide de solutions d'optimisation visant la fluidification, le stockage, le sourçage et les destinations afin de s'assurer de maximiser la marge pour chaque baril qu'elle produit.

## **MISE EN GARDE**

---

### **Renseignements sur le pétrole et le gaz**

Les estimations des réserves ont été préparées en date du 31 décembre 2016 par des évaluateurs de réserves indépendants agréés en conformité avec le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* et les exigences du Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières. Les estimations se fondent sur les prix prévisionnels établis par McDaniel & Associates Consultants Ltd. au 1<sup>er</sup> janvier 2017. Pour en savoir plus sur les réserves de la société et obtenir d'autres renseignements sur le pétrole et le gaz, se reporter à la rubrique intitulée « Données relatives aux réserves et autres données sur le pétrole et le gaz » figurant dans la notice annuelle de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 et son rapport sur les ressources éventuelles et prometteuses.

Barils d'équivalent de pétrole – Les volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalent de pétrole (« bep ») à raison de 6 kpi<sup>3</sup> pour un baril. Les quantités exprimées en bep peuvent être trompeuses, surtout si elles sont employées isolément. Le facteur de conversion de 1 baril pour 6 kpi<sup>3</sup> se fonde sur une méthode de conversion de l'énergie qui s'applique avant tout au bec du brûleur et ne correspond pas nécessairement à l'équivalence à la tête de puits. Comme le ratio de valeur fondé sur le prix actuel du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement du facteur de conversion de l'énergie de 6:1, l'utilisation d'une conversion fondée sur un facteur de 6:1 ne donne pas une image fidèle de la valeur réellement obtenue.

## Information prospective

Le présent document contient des énoncés prospectifs et des informations prospectives (collectivement, l'« information prospective »), selon la définition qu'en donnent les lois sur les valeurs mobilières applicables, notamment la loi américaine intitulée *Private Securities Litigation Reform Act of 1995*, à propos des attentes, des estimations et des projections actuelles de la société fondées sur certaines hypothèses formulées par la société à la lumière de son expérience et de sa perception des tendances historiques. La société estime que les prévisions énoncées dans cette information prospective sont raisonnables, mais rien ne garantit que ces prévisions se révéleront exactes.

L'information prospective dans le présent document se reconnaît à des termes comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « projeter », « prévision », « avenir », « futur », « cibler », « positionnement », « déterminé à », « capacité », « pouvoir », « accent », « perspective », « éventuel », « priorité », « stratégie », « à terme » ou des expressions analogues et comprend des suggestions de résultats futurs, y compris des déclarations à propos de ce qui suit : stratégie et échéanciers et étapes déterminantes connexes, notamment la durée prévue des phases d'expansion des sables bitumineux et leur capacité de production prévue; projections pour 2017 et par la suite et plans et stratégies élaborés pour leur réalisation; prévisions à l'égard des taux de change et de leurs tendances; occasions futures de mise en valeur du pétrole; résultat d'exploitation et résultats financiers projetés, y compris les prix de vente, les coûts et les flux de trésorerie projetés; cibles fixées à l'égard du ratio dette/capitaux permanents et dette/BAIIA ajusté; capacité à honorer les obligations de paiements à l'échéance; priorités à l'égard des décisions d'investissement; dépenses d'investissement prévues, y compris leur montant, leur calendrier de réalisation et leur mode de financement; production future attendue, notamment le calendrier, la stabilité ou la croissance de celle-ci; réserves prévues; capacités prévues, y compris relativement aux projets, au transport et au raffinage; préservation de la capacité d'adaptation financière et concrétisation des divers plans et stratégies sous-jacents; économies de coûts prévues et leur pérennité; priorités pour 2017; répercussions futures des mesures réglementaires; prix des marchandises, écarts et tendances projetés et incidence attendue sur Cenovus; répercussions éventuelles sur Cenovus de divers risques, notamment ceux qui se rapportent aux prix des marchandises et à l'acquisition; efficacité potentielle des stratégies de gestion des risques; nouvelles normes comptables, calendrier de leur adoption par Cenovus et incidence prévue sur les états consolidés de la situation financière; incidence prévue de l'acquisition; disponibilité et remboursement des facilités de crédit; vente éventuelle d'actifs et utilisation prévue du produit de la vente; incidence attendue du paiement éventuel lié à l'acquisition; utilisation et mise au point futures de la technologie; capacité de la société à disposer de toutes les technologies nécessaires et à les mettre en œuvre pour exploiter avec efficacité et efficacité ses actifs et réaliser et maintenir des réductions de coûts attendues et futures; croissance et rendement pour les actionnaires projetés. 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 prix prévisionnels du pétrole et du gaz naturel et d'autres hypothèses inhérentes aux prévisions de Cenovus pour 2017, disponibles sur [cenovus.com](http://cenovus.com); les dépenses d'investissement prévues par Cenovus, la souplesse des budgets d'immobilisations prévues et leurs sources de financement connexes; la concrétisation de nouvelles réductions de coûts et la pérennité de ces réductions; les prix prévus des condensats; 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; l'utilisation et la mise au point de technologies à l'avenir; la capacité d'obtenir les approbations nécessaires de la part des autorités de réglementation et des partenaires; la réalisation fructueuse et dans les délais des projets d'immobilisations ou de leurs étapes; la capacité de Cenovus de dégager des flux de trésorerie suffisants pour s'acquitter de ses obligations présentes et futures; les coûts estimatifs d'abandon et de remise en état, notamment les droits et les règlements s'y rapportant; réalisation des effets attendus de l'acquisition; intégration fructueuse des actifs du Deep Basin; la capacité de la société à attirer et à retenir du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; la capacité de la société à avoir accès à des capitaux suffisants pour poursuivre les plans de mise en valeur; la capacité de la société à conclure des ventes d'actifs et à obtenir les modalités de transaction souhaitées selon le calendrier prévu; les prix prévus du pétrole brut et du gaz naturel, l'inflation prévue et d'autres hypothèses inhérentes aux prévisions actuelles de la société présentées plus loin; l'incidence prévue du paiement éventuel à ConocoPhillips; l'harmonisation des prix réalisés du Western Canadian Select (« WCS ») et des prix WCS utilisés dans le calcul du paiement éventuel à ConocoPhillips; les dépenses d'investissement prévues par Cenovus, la souplesse des budgets d'immobilisations prévues et leurs sources de financement connexes; la pérennité des réductions de coûts réalisées, la concrétisation de nouvelles réductions de coûts et la pérennité de ces réductions; les prix prévus des condensats; les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de LGN pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; l'utilisation et la mise au point de technologies à l'avenir; la capacité de la société à disposer de toutes les technologies nécessaires et à les mettre en œuvre pour obtenir les résultats futurs escomptés; la capacité de la société à réaliser de manière fructueuse et dans les délais prévus des projets d'immobilisations ou leurs étapes de réalisation; la capacité de Cenovus de dégager des flux de trésorerie suffisants pour s'acquitter de ses obligations présentes et futures; et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents déposés par Cenovus auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières.

Les indications pour 2017, mises à jour le 26 juillet 2017, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent, 51,00 \$ US/b; prix du WTI, 48,50 \$ US/b; prix du WCS, 36,25 \$ US/b; prix du gaz naturel au NYMEX, 3,15 \$ US/MBtu; prix du gaz naturel AECO, 2,70 \$/GJ; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 13,00 \$ US/b; taux de change, 0,76 \$ US/\$ CA.

À moins de mention contraire expresse ou si le contexte l'exige autrement, les perspectives financières et les données prospectives contenues dans le présent communiqué de presse, en plus des hypothèses généralement applicables décrites ci-dessus, n'incluent pas les effets des ventes d'actifs envisagées.

Parmi les facteurs de risque et les incertitudes susceptibles de faire différer sensiblement les résultats réels figurent notamment les suivants : l'incapacité éventuelle de la société à concrétiser les avantages prévus de l'acquisition et les synergies devant en découler; l'incapacité éventuelle de disposer d'une partie ou de l'ensemble des technologies nécessaires pour exploiter les actifs de la société de manière efficiente et efficace, ou de les mettre en place et de réaliser les résultats futurs attendus; la volatilité des prix des marchandises et d'autres hypothèses connexes; 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 prix des marchandises, les cours du change et les taux d'intérêt; le manque éventuel d'harmonisation entre les prix réalisés du WCS et les prix du WCS servant au calcul du paiement éventuel à ConocoPhillips; l'offre et 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; l'exposition aux contreparties et aux partenaires, y compris la capacité et la volonté de ces parties d'acquiescer leurs obligations contractuelles en temps voulu; les risques inhérents à l'exploitation du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut, notamment les risques pour la santé, la sécurité et l'environnement; le maintien de ratios dette (dette nette)/BAIIA ajusté et de ratios dette (dette nette)/capitaux permanents souhaitables; la capacité de Cenovus de faire appel à des sources diverses de capitaux d'emprunt et de capitaux propres, et de le faire selon des modalités acceptables pour la société; la capacité de financer la croissance et de maintenir les dépenses d'investissement; 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, de la production future et des produits nets futurs; 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; la fiabilité des actifs de Cenovus, notamment pour atteindre les objectifs en matière de production; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et de processus de fabrication; la survenance d'événements inattendus, comme les incendies, les mauvaises conditions météorologiques, les explosions, les éruptions, le matériel défectueux, les incidents reliés au transport et autres accidents ou événements semblables; les marges de raffinage et de commercialisation; les pressions inflationnistes sur les charges d'exploitation, notamment la main-d'œuvre, le gaz naturel et les autres sources énergétiques utilisés dans les procédés d'exploitation des sables bitumineux; l'accueil éventuellement défavorable ou passager réservé aux nouveaux produits sur le marché; les risques propres à la réputation de l'industrie des combustibles fossiles; 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; les risques liés aux changements climatiques; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; la capacité de Cenovus d'assurer convenablement et de manière rentable le transport de ses produits, notamment le transport par pipeline, le transport ferroviaire du pétrole brut, le transport maritime ou une autre forme de transport, notamment pour contrer toute interruption causée par des contraintes liées au réseau de pipelines; la disponibilité de talents essentiels et la capacité de la société à recruter les personnes qui les possèdent et à les maintenir en poste; l'incapacité éventuelle de la société à attirer et à retenir du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; l'évolution des relations de la société avec les syndicats; 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, les changements climatiques 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 ou qu'elle approvisionne; 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.

Les énoncés portant sur les réserves et les ressources sont réputés être de l'information prospective, car ils supposent l'évaluation implicite, fondée sur certaines estimations et hypothèses, que les réserves et les ressources décrites existent dans les quantités prévues ou estimées et qu'elles pourront être exploitées de manière rentable.

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. Des événements ou des situations peuvent faire en sorte que les résultats réels de la société diffèrent de manière significative des résultats estimés ou prévus exprimés, de manière expresse ou implicite, dans l'information prospective. Pour l'analyse détaillée des principaux facteurs de risque touchant la société, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » de la notice annuelle ou au rapport sur formulaire 40-F pour la période close le 31 décembre 2016, lesquels sont disponibles sur SEDAR à l'adresse [sedar.com](http://sedar.com), sur EDGAR à l'adresse [sec.gov](http://sec.gov) et sur le site Web de la société à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com), ainsi que les mises à jour présentées à la section « Gestion des risques » du présent rapport de gestion.

## ABRÉVIATIONS

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

<b>Pétrole brut</b>		<b>Gaz naturel</b>	
b	baril	kpi <sup>3</sup>	millier de pieds cubes
b/j	baril par jour	Mpi <sup>3</sup>	million de pieds cubes
kb/j	millier de barils par jour	Gpi <sup>3</sup>	milliard de pieds cubes
Mb	million de barils	MBtu	million d'unités thermales britanniques
bep	baril d'équivalent de pétrole	GJ	gigajoule
bep/j	baril d'équivalent de pétrole par jour	AECO	Alberta Energy Company
kbep	millier de barils d'équivalent de pétrole	NYMEX	New York Mercantile Exchange
Mbep	million de barils d'équivalent de pétrole		
WTI	West Texas Intermediate		
WCS	West Canadian Select		
CDB	Christina Dilbit Blend	MC	Marque de commerce de Cenovus Energy

## RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS

Les tableaux ci-après présentent un rapprochement des postes comprenant des prix nets opérationnels à la marge d'exploitation figurant dans les états financiers consolidés intermédiaires de la société.

### Production totale

#### Résultats financiers - actifs en amont

	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			Total – actifs en amont
	Sables bitumineux <sup>1)</sup>	Deep Basin <sup>1)</sup>	Hydrocarbures classiques <sup>2)</sup>	
Trimestre clos le 30 juin 2017 (en millions de dollars)				
<b>Produits des activités ordinaires</b>				
Chiffre d'affaires brut	1 666	124	386	2 176
Moins les redevances	36	8	50	94
	1 630	116	336	2 082
<b>Charges</b>				
Transport et fluidification	879	10	54	943
Charges d'exploitation	221	51	115	387
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	5	5
	530	55	162	747
<b>Prix nets opérationnels</b>	530	55	162	747
(Profit) perte à la gestion des risques	(14)	-	3	(11)
<b>Marge d'exploitation</b>	544	55	159	758

	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			Total – actifs en amont
	Sables bitumineux <sup>1)</sup>	Deep Basin <sup>1)</sup>	Hydrocarbures classiques <sup>2)</sup>	
Trimestre clos le 30 juin 2016 (en millions de dollars)				
<b>Produits des activités ordinaires</b>				
Chiffre d'affaires brut	709	-	294	1 003
Moins les redevances	3	-	33	36
	706	-	261	967
<b>Charges</b>				
Transport et fluidification	395	-	45	440
Charges d'exploitation	104	-	107	211
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	3	3
	207	-	106	313
<b>Prix nets opérationnels</b>	207	-	106	313
(Profit) perte à la gestion des risques	(24)	-	(11)	(35)
<b>Marge d'exploitation</b>	231	-	117	348

1) Figurant à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.  
2) Figurant à la note 8 des états financiers consolidés intermédiaires.

#### Rapprochement des prix nets opérationnels

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements			Selon le tableau ci-dessus Total – actifs en amont
		Condensats	Stocks	Autres	
Trimestre clos le 30 juin 2017 (en millions de dollars)					
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>Total</b>				
Chiffre d'affaires brut	1 416	751	-	9	2 176
Moins les redevances	93	-	-	1	94
	1 323	751	-	8	2 082
<b>Charges</b>					
Transport et fluidification	189	751	-	3	943
Charges d'exploitation	380	-	-	7	387
Taxes sur la production et impôts miniers	5	-	-	-	5
	749	-	-	(2)	747
<b>Prix nets opérationnels</b>	749	-	-	(2)	747
(Profit) perte à la gestion des risques	(11)	-	-	-	(11)
<b>Marge d'exploitation</b>	760	-	-	(2)	758

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements			Selon le tableau ci-dessus Total – actifs en amont
		Condensats	Stocks	Autres	
Trimestre clos le 30 juin 2016 (en millions de dollars)					
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>Total</b>				
Chiffre d'affaires brut	652	349	-	2	1 003
Moins les redevances	36	-	-	-	36
	616	349	-	2	967
<b>Charges</b>					
Transport et fluidification	120	349	(29)	-	440
Charges d'exploitation	209	-	-	2	211
Taxes sur la production et impôts miniers	3	-	-	-	3
	284	-	29	-	313
<b>Prix nets opérationnels</b>	284	-	29	-	313
(Profit) perte à la gestion des risques	(35)	-	-	-	(35)
<b>Marge d'exploitation</b>	319	-	29	-	348

## Production totale

### Résultats financiers - actifs en amont

Semestre clos le 30 juin 2017 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			Total - actifs en amont
	Sables bitumineux <sup>1)</sup>	Deep Basin <sup>1)</sup>	Hydrocarbures classiques <sup>2)</sup>	
<b>Produits des activités ordinaires</b>				
Chiffre d'affaires brut	2 728	124	760	3 612
Moins les redevances	63	8	100	171
	<b>2 665</b>	<b>116</b>	<b>660</b>	<b>3 441</b>
<b>Charges</b>				
Transport et fluidification	1 445	10	105	1 560
Charges d'exploitation	361	51	225	637
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	10	10
	<b>859</b>	<b>55</b>	<b>320</b>	<b>1 234</b>
<b>Prix nets opérationnels</b>				
(Profit) perte à la gestion des risques	63	-	16	79
	<b>796</b>	<b>55</b>	<b>304</b>	<b>1 155</b>
Semestre clos le 30 juin 2016 (en millions de dollars)	Sables bitumineux <sup>1)</sup>	Deep Basin <sup>1)</sup>	Hydrocarbures classiques <sup>2)</sup>	Total - actifs en amont
<b>Produits des activités ordinaires</b>				
Chiffre d'affaires brut	1 179	-	568	1 747
Moins les redevances	3	-	53	56
	<b>1 176</b>	<b>-</b>	<b>515</b>	<b>1 691</b>
<b>Charges</b>				
Transport et fluidification	799	-	92	891
Charges d'exploitation	231	-	229	460
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	5	5
	<b>146</b>	<b>-</b>	<b>189</b>	<b>335</b>
<b>Prix nets opérationnels</b>				
(Profit) perte à la gestion des risques	(130)	-	(50)	(180)
	<b>276</b>	<b>-</b>	<b>239</b>	<b>515</b>

1) *Figurant à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.*  
 2) *Figurant à la note 8 des états financiers consolidés intermédiaires.*

### Rapprochement des prix nets opérationnels

Semestre clos le 30 juin 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements			Selon le tableau ci-dessus
	Total	Condensats	Stocks	Autres	Total - actifs en amont
<b>Produits des activités ordinaires</b>					
Chiffre d'affaires brut	2 336	1 262	-	14	3 612
Moins les redevances	170	-	-	1	171
	<b>2 166</b>	<b>1 262</b>	<b>-</b>	<b>13</b>	<b>3 441</b>
<b>Charges</b>					
Transport et fluidification	295	1 262	1	2	1 560
Charges d'exploitation	629	-	-	8	637
Taxes sur la production et impôts miniers	10	-	-	-	10
	<b>1 232</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>	<b>3</b>	<b>1 234</b>
<b>Prix nets opérationnels</b>					
(Profit) perte à la gestion des risques	79	-	-	-	79
	<b>1 153</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>	<b>3</b>	<b>1 155</b>
Semestre clos le 30 juin 2016 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements			Selon le tableau ci-dessus
	Total	Condensats	Stocks	Autres	Total - actifs en amont
<b>Produits des activités ordinaires</b>					
Chiffre d'affaires brut	1 028	712	-	7	1 747
Moins les redevances	56	-	-	-	56
	<b>972</b>	<b>712</b>	<b>-</b>	<b>7</b>	<b>1 691</b>
<b>Charges</b>					
Transport et fluidification	230	712	(51)	-	891
Charges d'exploitation	457	-	-	3	460
Taxes sur la production et impôts miniers	5	-	-	-	5
	<b>280</b>	<b>-</b>	<b>51</b>	<b>4</b>	<b>335</b>
<b>Prix nets opérationnels</b>					
(Profit) perte à la gestion des risques	(183)	-	-	3	(180)
	<b>463</b>	<b>-</b>	<b>51</b>	<b>1</b>	<b>515</b>

## Sables bitumineux

Trimestre clos le 30 juin 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires <sup>1)</sup>
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
<b>Produits des activités ordinaires</b>								
Chiffre d'affaires brut	429	514	943	4	719	-	-	1 666
Moins les redevances	24	12	36	-	-	-	-	36
	405	502	907	4	719	-	-	1 630
<b>Charges</b>								
Transport et fluidification	100	58	158	-	719	-	2	879
Charges d'exploitation	119	99	218	2	-	-	1	221
<b>Prix nets opérationnels</b>	186	345	531	2	-	-	(3)	530
(Profit) perte à la gestion des risques	(9)	(5)	(14)	-	-	-	-	(14)
<b>Marge d'exploitation</b>	195	350	545	2	-	-	(3)	544

Trimestre clos le 30 juin 2016 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires <sup>1)</sup>
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
<b>Produits des activités ordinaires</b>								
Chiffre d'affaires brut	189	196	385	2	322	-	-	709
Moins les redevances	1	2	3	-	-	-	-	3
	188	194	382	2	322	-	-	706
<b>Charges</b>								
Transport et fluidification	65	34	99	-	322	(26)	-	395
Charges d'exploitation	57	44	101	2	-	-	1	104
<b>Prix nets opérationnels</b>	66	116	182	-	-	26	(1)	207
(Profit) perte à la gestion des risques	(11)	(13)	(24)	-	-	-	-	(24)
<b>Marge d'exploitation</b>	77	129	206	-	-	26	(1)	231

Semestre clos le 30 juin 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires <sup>1)</sup>
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
<b>Produits des activités ordinaires</b>								
Chiffre d'affaires brut	716	804	1 520	6	1 197	-	5	2 728
Moins les redevances	44	19	63	-	-	-	-	63
	672	785	1 457	6	1 197	-	5	2 665
<b>Charges</b>								
Transport et fluidification	155	91	246	-	1 197	1	1	1 445
Charges d'exploitation	190	164	354	5	-	-	2	361
<b>Prix nets opérationnels</b>	327	530	857	1	-	(1)	2	859
(Profit) perte à la gestion des risques	31	32	63	-	-	-	-	63
<b>Marge d'exploitation</b>	296	498	794	1	-	(1)	2	796

Semestre clos le 30 juin 2016 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires <sup>1)</sup>
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
<b>Produits des activités ordinaires</b>								
Chiffre d'affaires brut	254	261	515	6	657	-	1	1 179
Moins les redevances	1	2	3	-	-	-	-	3
	253	259	512	6	657	-	1	1 176
<b>Charges</b>								
Transport et fluidification	113	73	186	-	657	(44)	-	799
Charges d'exploitation	124	99	223	5	-	-	3	231
<b>Prix nets opérationnels</b>	16	87	103	1	-	44	(2)	146
(Profit) perte à la gestion des risques	(63)	(67)	(130)	-	-	-	-	(130)
<b>Marge d'exploitation</b>	79	154	233	1	-	44	(2)	276

1) *Figurant à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.*

## Deep Basin

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Selon les états financiers consolidés intermédiaires <sup>1)</sup>	
	Total	Ajustements	Total – Deep Basin	
Trimestre clos le 30 juin 2017 (en millions de dollars)				
<b>Produits des activités ordinaires</b>				
Chiffre d'affaires brut	118	6	124	
Moins les redevances	8	-	8	
	110	6	116	
<b>Charges</b>				
Transport et fluidification	10	-	10	
Charges d'exploitation	47	4	51	
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	-	
<b>Prix nets opérationnels</b>	53	2	55	
(Profit) perte à la gestion des risques	-	-	-	
<b>Marge d'exploitation</b>	53	2	55	

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Selon les états financiers consolidés intermédiaires <sup>1)</sup>	
	Total	Ajustements	Total – Deep Basin	
Semestre clos le 30 juin 2017 (en millions de dollars)				
<b>Produits des activités ordinaires</b>				
Chiffre d'affaires brut	118	6	124	
Moins les redevances	8	-	8	
	110	6	116	
<b>Charges</b>				
Transport et fluidification	10	-	10	
Charges d'exploitation	47	4	51	
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	-	
<b>Prix nets opérationnels</b>	53	2	55	
(Profit) perte à la gestion des risques	-	-	-	
<b>Marge d'exploitation</b>	53	2	55	

1) Figurant à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.

## Hydrocarbures classiques

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires <sup>1)</sup>
	Pétrole lourd	Pétrole léger et moyen	LGN	Liquides classiques	Gaz naturel	Hydrocarbures classiques	Condensats	Stocks	Autres	Total – Hydrocarbures classiques
Trimestre clos le 30 juin 2017 (en millions de dollars)										
<b>Produits des activités ordinaires</b>										
Chiffre d'affaires brut	119	138	4	261	90	351	32	-	3	386
Moins les redevances	16	28	-	44	5	49	-	-	1	50
	103	110	4	217	85	302	32	-	2	336
<b>Charges</b>										
Transport et fluidification	11	7	-	18	3	21	32	-	1	54
Charges d'exploitation	37	39	-	76	37	113	-	-	2	115
Taxes sur la production et impôts miniers	-	5	-	5	-	5	-	-	-	5
<b>Prix nets opérationnels</b>	55	59	4	118	45	163	-	-	(1)	162
(Profit) perte à la gestion des risques	2	1	-	3	-	3	-	-	-	3
<b>Marge d'exploitation</b>	53	58	4	115	45	160	-	-	(1)	159

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires <sup>1)</sup>
	Pétrole lourd	Pétrole léger et moyen	LGN	Liquides classiques	Gaz naturel	Hydrocarbures classiques	Condensats	Stocks	Autres	Total – Hydrocarbures classiques
Trimestre clos le 30 juin 2016 (en millions de dollars)										
<b>Produits des activités ordinaires</b>										
Chiffre d'affaires brut	95	116	1	212	53	265	27	-	2	294
Moins les redevances	10	20	1	31	2	33	-	-	-	33
	85	96	-	181	51	232	27	-	2	261
<b>Charges</b>										
Transport et fluidification	10	6	-	16	5	21	27	(3)	-	45
Charges d'exploitation	31	39	-	70	36	106	-	-	1	107
Taxes sur la production et impôts miniers	-	3	-	3	-	3	-	-	-	3
<b>Prix nets opérationnels</b>	44	48	-	92	10	102	-	3	1	106
(Profit) perte à la gestion des risques	(5)	(6)	-	(11)	-	(11)	-	-	-	(11)
<b>Marge d'exploitation</b>	49	54	-	103	10	113	-	3	1	117

1) Figurant à la note 8 des états financiers consolidés intermédiaires.

## Hydrocarbures classiques

Semestre clos le 30 juin 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels					Ajustements			Selon les états financiers consolidés inter-médiaires <sup>1)</sup>	
	Pétrole lourd	Pétrole léger et moyen	Total - Hydrocarbures classiques	Liquides classiques	Gaz naturel	Hydrocarbures classiques	Condensats	Stocks		Autres
<b>Produits des activités ordinaires</b>										
Chiffre d'affaires brut	232	266	9	507	185	692	65	-	3	760
Moins les redevances	32	57	1	90	9	99	-	-	1	100
	200	209	8	417	176	593	65	-	2	660
<b>Charges</b>										
Transport et fluidification	19	13	-	32	7	39	65	-	1	105
Charges d'exploitation	68	77	-	145	78	223	-	-	2	225
Taxes sur la production et impôts miniers	-	9	-	9	1	10	-	-	-	10
<b>Prix nets opérationnels</b>	113	110	8	231	90	321	-	-	(1)	320
(Profit) perte à la gestion des risques	9	7	-	16	-	16	-	-	-	16
<b>Marge d'exploitation</b>	104	103	8	215	90	305	-	-	(1)	304

Semestre clos le 30 juin 2016 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels					Ajustements			Selon les états financiers consolidés inter-médiaires <sup>1)</sup>	
	Pétrole lourd	Pétrole léger et moyen	Total - Hydrocarbures classiques	Liquides classiques	Gaz naturel	Hydrocarbures classiques	Condensats	Stocks		Autres
<b>Produits des activités ordinaires</b>										
Chiffre d'affaires brut	168	201	4	373	135	508	55	-	5	568
Moins les redevances	14	33	1	48	5	53	-	-	-	53
	154	168	3	325	130	455	55	-	5	515
<b>Charges</b>										
Transport et fluidification	23	13	-	36	8	44	55	(7)	-	92
Charges d'exploitation	71	79	-	150	78	228	-	-	1	229
Taxes sur la production et impôts miniers	-	5	-	5	-	5	-	-	-	5
<b>Prix nets opérationnels</b>	60	71	3	134	44	178	-	7	4	189
(Profit) perte à la gestion des risques	(27)	(26)	-	(53)	1	(52)	-	-	2	(50)
<b>Marge d'exploitation</b>	87	97	3	187	43	230	-	7	2	239

1) *Figurant à la note 8 des états financiers consolidés intermédiaires.*

Le tableau qui suit présente les volumes de vente utilisés pour calculer les prix nets opérationnels.

## Volumes de vente

(en barils par jour, à moins d'indication contraire)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
<b>Sables bitumineux</b>				
Foster Creek	106 115	62 089	92 415	61 129
Christina Lake	154 431	76 066	122 353	78 092
<b>Total - pétrole brut tiré des Sables bitumineux</b>	260 546	138 155	214 768	139 221
<b>Gaz naturel</b> (en Mpi <sup>3</sup> par jour)	12	18	13	17
<b>Deep Basin</b>				
<b>Total - liquides</b>	16 894	-	8 494	-
<b>Gaz naturel</b> (en Mpi <sup>3</sup> par jour)	253	-	127	-
<b>Hydrocarbures classiques</b>				
Pétrole lourd	28 089	28 294	27 161	29 529
Pétrole léger et moyen	26 835	26 407	25 959	26 808
Liquides du gaz naturel (« LGN »)	1 132	799	1 090	1 003
<b>Total - liquides classiques</b>	56 056	55 500	54 210	57 340
<b>Gaz naturel</b> (en Mpi <sup>3</sup> par jour)	355	381	352	386
<b>Total des ventes de liquides</b>	333 496	193 655	277 472	196 561
<b>Total des ventes</b> (en bep par jour)	436 761	260 155	359 465	263 728