



RAPPORT DE GESTION  
POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 30 SEPTEMBRE 2017

**TABLE DES MATIÈRES :**

APERÇU DE CENOVUS.....	2
FINANCEMENT DE L'ACQUISITION.....	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) .....	31
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION .....	38
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS .....	40
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT .....	43
GESTION DES RISQUES .....	46
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE.....	51
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	53
PERSPECTIVES .....	53
MISE EN GARDE.....	56
ABRÉVIATIONS.....	58
RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS.....	59

*Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus », « nous » ou la « société », c'est-à-dire Cenovus Energy Inc., ses filiales et les participations qu'elle ou ses filiales détiennent), daté du 1<sup>er</sup> novembre 2017, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 30 septembre 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 1<sup>er</sup> novembre 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, tient compte de la conclusion de l'acquisition (telle qu'elle est définie dans le rapport de gestion) le 17 mai 2017. 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 (la « direction ») prépare les rapports de gestion intermédiaires, et le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») les approuve. Le comité d'audit a examiné le rapport de gestion annuel et en a recommandé l'approbation au conseil. Des renseignements supplémentaires sur Cenovus, notamment ses rapports trimestriels et annuels, sa notice annuelle et le formulaire 40-F qui la concerne, peuvent être consultés sur SEDAR, à l'adresse [sedar.com](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). 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 intermédiaires, qui sont présentés de façon comparative, sont dressés en dollars canadiens, sauf lorsqu'il est fait mention d'une autre devise. Ils ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS » ou « PCGR ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Les volumes de production sont présentés avant déduction des redevances.*

**Mesures hors PCGR 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 septembre 2017, sa valeur s'établissait à environ 27 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 trimestre clos le 30 septembre 2017, la production moyenne de pétrole brut et de LGN (ensemble, les « liquides ») de Cenovus s'est établie à 449 055 barils par jour, la production moyenne de gaz naturel a été de 851 Mpi<sup>3</sup>/j et le total de la production déclaré s'est chiffré à 590 851 barils d'équivalent de pétrole par jour. Les raffineries de la société ont traité en moyenne 462 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 490 000 barils bruts par jour de produits raffinés.

### **Stratégie**

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 classique que possédait ConocoPhillips dans l'Ouest canadien, soit en Alberta et en Colombie-Britannique (l'« acquisition »). Pour financer l'acquisition, nous avons contracté une dette supplémentaire. Nous nous activons à désendetter notre bilan par la vente de nos actifs de pétrole brut et de gaz naturel classiques existants et l'accroissement des fonds provenant de l'exploitation disponibles.

Mise à jour au deuxième trimestre de 2017 afin de tenir compte de la clôture 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 augmenter le cours de ses actions et 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 efficace 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 de 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 %. 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.

(en millions de dollars)	Période de neuf mois close le 30 septembre 2017	
	Pétrole brut	Gaz naturel
Marge d'exploitation	1 612	3
Dépenses d'investissement	654	6
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>958</b>	<b>(3)</b>

### Deep Basin

Le Deep Basin se compose d'environ trois millions d'acres nettes de terrains riches en gaz naturel, condensats et autres LGN ainsi qu'en pétrole léger et moyen. 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 (collectivement, les « actifs du Deep Basin »). 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)	Période du 17 mai au 30 septembre 2017
Marge d'exploitation	119
Dépenses d'investissement	77
<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. Nous avons mis en vente la totalité des actifs résiduels de ce secteur ou conclu des contrats de vente visant ces derniers. Au troisième trimestre, la société a vendu ses actifs de pétrole lourd à Pelican Lake, y compris le projet de Grand Rapids, qui y est adjacent, pour un produit brut en trésorerie de 975 M\$. Cenovus a aussi annoncé la sortie des actifs de pétrole brut et de gaz naturel de Suffield pour un produit brut en trésorerie de 512 M\$. La vente devrait se clôturer au quatrième trimestre de 2017, sous réserve des conditions de clôture d'usage.

Le 19 octobre 2017, la société a annoncé la sortie de ses activités liées au pétrole brut et au gaz naturel de Palliser situées dans le sud de l'Alberta, pour un produit brut en trésorerie de 1,3 G\$. La vente des actifs de Palliser devrait se clôturer au quatrième trimestre de 2017, sous réserve des conditions de clôture d'usage.

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)	Période de neuf mois close le 30 septembre 2017	
	Liquides	Gaz naturel
Marge d'exploitation	310	109
Dépenses d'investissement	173	7
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>137</b>	<b>102</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)	Période de neuf mois close le 30 septembre 2017
	Marge d'exploitation
Dépenses d'investissement	124
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>160</b>

## FINANCEMENT DE L'ACQUISITION

Le 17 mai 2017, Cenovus a conclu l'acquisition, qui lui a donné le contrôle complet sur ses activités liées aux sables bitumineux et a fait doubler sa production tirée des sables bitumineux et presque doubler ses réserves prouvées de bitume. De plus, les actifs du Deep Basin forment un deuxième secteur d'exploitation principal composé 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.

L'intégration sécuritaire et efficiente des actifs du Deep Basin est sur la bonne voie et continue d'être l'une des principales priorités de Cenovus. À titre de nouvel exploitant du secteur du Deep Basin, la société veut mener des activités responsables.

Pour financer l'acquisition, la société a procédé comme suit :

- Elle a réalisé le placement de 2,9 G\$ US de billets non garantis de premier rang;
- 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 réalisé le placement d'actions ordinaires par prise ferme de 187,5 millions d'actions ordinaires, pour un produit brut de 3,0 G\$;
- Elle a émis 208 millions d'actions ordinaires au titre de la contrepartie à payer à ConocoPhillips;
- Elle a financé le solde du prix d'achat à même ses fonds en caisse et sa facilité de crédit engagée existante.

Le financement, qui a accru l'endettement au bilan de la société, a été conclu selon le plan et est appuyé par trois cotes de crédit de première qualité. Cet endettement supérieur devrait être temporaire, car Cenovus a entrepris la vente de ses actifs de pétrole brut et de gaz naturel classiques existants afin de désendetter son bilan. La société a conclu la première d'une série de sorties d'actifs prévues, soit celle des actifs de Pelican Lake et du projet adjacent Grand Rapids, pour un produit brut en trésorerie de 975 M\$. Le produit net en trésorerie tiré de la vente a été affecté au remboursement partiel de la facilité de crédit-relais engagée de 3,6 G\$.

Le 25 septembre 2017, Cenovus a annoncé la vente de ses activités liées au pétrole brut et au gaz naturel de Suffield, dans le sud de l'Alberta, pour un produit brut en trésorerie de 512 M\$, majoré d'un ajustement du prix d'achat différé (l'« APAD »). La vente vise les actifs de pétrole brut et de gaz naturel situés sur la base des Forces canadiennes de Suffield et le bien adjacent d'Alderson (collectivement, la « sortie de Suffield »). L'APAD est une entente de deux ans commençant le 1<sup>er</sup> janvier 2018, qui comporte des ajustements du prix d'achat combinés maximaux de 36 M\$ si les prix du pétrole brut et du gaz naturel augmentent au cours des deux prochaines années. Cette entente accorde à Cenovus le droit de recevoir un paiement en trésorerie pour chaque mois au cours duquel le prix quotidien moyen du WTI est supérieur à 55 \$ US le baril ou le prix du gaz naturel au Henry Hub est supérieur à 3,50 \$ US le MBtu. La sortie de Suffield devrait se clôturer au quatrième trimestre, sous réserve des conditions de clôture d'usage.

Le 19 octobre 2017, Cenovus a annoncé la sortie des activités liées au pétrole brut et au gaz naturel de Palliser, dans le sud de l'Alberta, pour un produit brut en trésorerie de 1,3 G\$. La vente vise les actifs de pétrole brut et de gaz naturel de la société situés dans des régions près de Drumheller, de Brooks et de Langevin (collectivement, la « sortie de Palliser »). La vente des actifs de Palliser devrait se clôturer au quatrième trimestre de 2017, sous réserve des conditions de clôture. Le processus de sortie des autres actifs d'hydrocarbures classiques existants de la société, notamment le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du dioxyde de carbone de Weyburn, au sud de la Saskatchewan, progresse bien.

Des renseignements supplémentaires sur l'acquisition peuvent être consultés dans le rapport de gestion du 30 juin 2017 et 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 mené à bien les principales étapes de son plan de désendettement du bilan grâce à l'annonce de trois sorties d'actifs et la clôture de l'une d'entre elles. Le produit brut de ces sorties totalisera environ 2,8 G\$.

La société a dégagé des fonds provenant de l'exploitation disponibles de 544 M\$ pour le trimestre, soit une hausse considérable par rapport aux 214 M\$ du troisième trimestre de 2016, surtout attribuable à l'acquisition.

La production a nettement augmenté au cours du trimestre, passant à 590 851 bep par jour en 2017 (273 405 bep par jour en 2016) surtout grâce à l'acquisition. Par suite de l'acquisition, la production a en effet augmenté de 296 549 bep par jour pour le trimestre clos le 30 septembre 2017.

Les prix du pétrole brut sont demeurés volatils au cours du trimestre. Le prix du WTI, qui a varié entre un sommet de 52,22 \$ US le baril et un creux de 44,23 \$ US le baril, a été supérieur en moyenne de 7 % à celui de 2016. De plus, le prix AECO a été très volatil, se situant entre un sommet de 2,71 \$ par kpi<sup>3</sup> et un creux de 1,24 \$ par kpi<sup>3</sup>. Il s'est établi en moyenne à 7 % de moins que le prix du troisième trimestre de 2016. Le prix de vente moyen de la société a augmenté de 12 % par rapport à 2016, contribuant à une augmentation du prix net opérationnel de la société de 18,40 \$ par bep au troisième 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 troisième trimestre, la société :

- a plus que doublé le total de la production de liquides par rapport au troisième trimestre de 2016, en raison principalement des volumes de production supplémentaires provenant de l'acquisition et des phases d'expansion des sables bitumineux;
- a dégagé des produits tirés de ses activités en amont, notamment du secteur Hydrocarbures classiques, de 2 629 M\$, par rapport à 1 084 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 476 M\$, soit une hausse de 246 M\$ par rapport au troisième trimestre de 2016, par suite essentiellement de l'acquisition;
- a inscrit des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés de 592 M\$ et de 982 M\$, respectivement, soit une augmentation marquée par rapport au troisième trimestre de 2016;
- a comptabilisé un bénéfice net provenant des activités poursuivies de 288 M\$ (perte nette des activités poursuivies de 55 M\$ en 2016);
- a investi des capitaux de 438 M\$ qui ont produit des fonds provenant de l'exploitation disponibles de 544 M\$ pour le trimestre;
- a vendu, le 29 septembre 2017, les actifs de Pelican Lake et le projet adjacent Grand Rapids pour un produit brut en trésorerie de 975 M\$ et remboursé la première tranche et une portion de la deuxième tranche de sa facilité de crédit-relais engagée;
- a annoncé la sortie de Suffield. La vente devrait se clôturer au quatrième trimestre, sous réserve des conditions de clôture d'usage, et générer un produit brut en trésorerie de 512 M\$, majoré d'un APAD.

En octobre, la société a annoncé la sortie de Palliser. La vente devrait se clôturer au quatrième trimestre, sous réserve des conditions de clôture d'usage, et générer un produit brut en trésorerie de 1,3 G\$.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les actifs en amont ont continué d'afficher un bon rendement au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017. La production totale de pétrole brut a progressé, surtout en raison de l'acquisition.

### Volumes de production

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2017	Variation	2016	2017	Variation	2016
<b>Liquides</b> (barils par jour)						
<b>Sables bitumineux</b>						
Foster Creek	154 363	109 %	73 798	114 632	73 %	66 435
Christina Lake	208 131	161 %	79 793	154 634	97 %	78 321
	<b>362 494</b>	<b>136 %</b>	153 591	<b>269 266</b>	<b>86 %</b>	144 756
<b>Deep Basin</b>						
Pétrole moyen et léger	6 494	- %	-	3 208	- %	-
LGN	26 370	- %	-	13 498	- %	-
	<b>32 864</b>	<b>- %</b>	-	<b>16 706</b>	<b>- %</b>	-
<b>Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)</b>						
Pétrole lourd	25 549	(9) %	28 096	26 466	(10) %	29 276
Pétrole moyen et léger	26 947	6 %	25 311	26 430	1 %	26 200
LGN	1 201	12 %	1 074	1 128	10 %	1 027
	<b>53 697</b>	<b>(1) %</b>	54 481	<b>54 024</b>	<b>(4) %</b>	56 503
<b>Total de la production de liquides</b> (barils par jour)	<b>449 055</b>	<b>116 %</b>	208 072	<b>339 996</b>	<b>69 %</b>	201 259
<b>Gaz naturel</b> (Mpi <sup>3</sup> par jour)						
Sables bitumineux	6	(67) %	18	11	(35) %	17
Deep Basin	495	- %	-	251	- %	-
Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)	350	(6) %	374	351	(8) %	382
<b>Total de la production de gaz naturel</b> (Mpi <sup>3</sup> par jour)	<b>851</b>	<b>117 %</b>	392	<b>613</b>	<b>54 %</b>	399
<b>Total de la production</b> (bep par jour)	<b>590 851</b>	<b>116 %</b>	273 405	<b>442 143</b>	<b>65 %</b>	267 759

Du 17 mai 2017, soit la date de l'acquisition, au 30 septembre 2017, la production à Foster Creek et à Christina Lake a augmenté de 76 127 barils par jour et de 104 985 barils par jour, respectivement.

La production à Foster Creek a augmenté au cours du trimestre et depuis le début de l'exercice par rapport à 2016 en raison de l'acquisition et des volumes de production supplémentaires découlant de la phase d'expansion G, contrebalancés en partie par la réduction des volumes découlant de problèmes de traitement temporaires survenus au troisième trimestre. Depuis le début de l'exercice, la production à Foster Creek a aussi été réduite d'environ 3 690 barils par jour à cause d'une révision prévue effectuée au deuxième trimestre de 2017. La production à Christina Lake a progressé pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 par rapport aux

mêmes périodes de 2016 grâce à l'acquisition et aux volumes de production supplémentaires découlant de la phase d'expansion F.

Le total de la production de liquides du Deep Basin pendant les 137 jours suivant l'acquisition s'est établi en moyenne à 33 290 barils par jour.

La production de liquides du secteur Hydrocarbures classiques a diminué au troisième trimestre et pour les neuf premiers mois 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. La société a réduit progressivement son programme de forage au début du troisième trimestre en raison de la vente prochaine de ces actifs.

Au troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de 2017, la production de gaz naturel a augmenté par rapport à 2016, par suite de l'acquisition, hausse contrée 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 137 jours d'exploitation de 2017 s'est établie à 500 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Prix de vente	33,71	29,98	34,89	24,37
Redevances	2,08	1,55	2,37	1,29
Transport et fluidification	4,56	4,51	4,56	4,69
Charges d'exploitation	8,59	8,92	9,18	9,32
Taxe sur la production et impôts miniers	0,08	0,15	0,12	0,12
<b>Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques<sup>1)</sup></b>	<b>18,40</b>	14,85	<b>18,66</b>	8,95
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(0,24)	1,63	(0,77)	3,05
<b>Prix net opérationnel, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques<sup>1)</sup></b>	<b>18,16</b>	16,48	<b>17,89</b>	12,00

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

La hausse du prix net opérationnel moyen est essentiellement attribuable à l'augmentation des prix de vente des liquides, en partie annulée par la hausse des redevances et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. Pour le troisième trimestre de 2017, le prix net opérationnel moyen a augmenté malgré un recul des prix du gaz naturel. Pour les neuf premiers mois de 2017, le raffermissement du dollar canadien par rapport à la période correspondante de 2016 a eu une incidence négative d'environ 0,40 \$ par bep sur les prix de vente.

### Raffinage

Au troisième trimestre, la production de produits raffinés a diminué par rapport à 2016 principalement en raison de travaux de maintenance non prévus aux deux raffineries en 2017. De plus, 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 afin de tenir compte du rétrécissement des écarts du brut lourd.

Pour les neuf premiers mois 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, et les travaux de maintenance non prévus aux deux raffineries en 2017.

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2017	Variation	2016	2017	Variation	2016
Production de pétrole brut <sup>1)</sup> (kb/j)	462	- %	463	439	(3) %	452
Pétrole lourd <sup>1)</sup>	213	(12) %	241	205	(14) %	237
Produits raffinés <sup>1)</sup> (kb/j)	490	(1) %	494	467	(3) %	479
Taux d'utilisation du pétrole brut <sup>1)</sup> (%)	100	(1) %	101	95	(3) %	98

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

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation s'est établie respectivement à 211 M\$ et 284 M\$ (68 M\$ et 238 M\$ respectivement en 2016). Les augmentations découlent principalement de l'accroissement des marges de craquage moyennes sur le marché, annulé en partie par la réduction des écarts du brut lourd.

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.

## 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)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			T3 2017	T2 2017	T3 2016
	2017	2016	Variation			
<b>Prix du pétrole brut (\$ US/b)</b>						
<b>Brent</b>						
Moyenne	<b>52,59</b>	43,01	<b>22 %</b>	<b>52,18</b>	50,92	46,98
Fin de la période	<b>57,54</b>	49,06	<b>17 %</b>	<b>57,54</b>	47,92	49,06
<b>WTI</b>						
Moyenne	<b>49,47</b>	41,33	<b>20 %</b>	<b>48,21</b>	48,29	44,94
Fin de la période	<b>51,67</b>	48,24	<b>7 %</b>	<b>51,67</b>	46,04	48,24
Écart moyen Brent/WTI	<b>3,12</b>	1,68	<b>86 %</b>	<b>3,97</b>	2,63	2,04
<b>WCS</b>						
Moyenne	<b>37,59</b>	27,65	<b>36 %</b>	<b>38,27</b>	37,16	31,44
Moyenne (\$ CA/b)	<b>49,07</b>	36,53	<b>34 %</b>	<b>47,96</b>	49,95	41,04
Fin de la période	<b>40,71</b>	34,97	<b>16 %</b>	<b>40,71</b>	36,36	34,97
Écart moyen WTI/WCS	<b>11,88</b>	13,68	<b>(13) %</b>	<b>9,94</b>	11,13	13,50
<b>Condensats (C5 à Edmonton)</b>						
Moyenne <sup>2)</sup>	<b>49,44</b>	40,51	<b>22 %</b>	<b>47,61</b>	48,44	43,07
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	<b>0,03</b>	0,82	<b>(96) %</b>	<b>0,60</b>	(0,15)	1,87
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	<b>(11,85)</b>	(12,86)	<b>(8) %</b>	<b>(9,34)</b>	(11,28)	(11,63)
<b>Mélange non corrosif mixte (« MSW » à Edmonton)</b>						
Moyenne <sup>3)</sup>	<b>46,57</b>	38,09	<b>22 %</b>	<b>45,32</b>	46,03	41,99
Fin de la période	<b>49,76</b>	45,92	<b>8 %</b>	<b>49,76</b>	43,66	45,92
<b>Moyenne des prix des produits raffinés</b>						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	<b>64,48</b>	55,17	<b>17 %</b>	<b>66,87</b>	63,44	59,27
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	<b>65,26</b>	54,60	<b>20 %</b>	<b>69,73</b>	62,18	59,86
<b>Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries<sup>4)</sup></b>						
Chicago	<b>15,33</b>	13,77	<b>11 %</b>	<b>19,66</b>	14,78	14,58
<b>Moyenne des prix du gaz naturel</b>						
Prix AECO (\$ CA/kpi <sup>3</sup> )	<b>2,58</b>	1,85	<b>39 %</b>	<b>2,04</b>	2,77	2,20
Prix NYMEX (\$ US/kpi <sup>3</sup> )	<b>3,17</b>	2,29	<b>38 %</b>	<b>3,00</b>	3,18	2,81
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/kpi <sup>3</sup> )	<b>1,21</b>	0,89	<b>36 %</b>	<b>1,39</b>	1,13	1,13
<b>Taux de change (\$ US/\$ CA)</b>						
Moyenne	<b>0,766</b>	0,757	<b>1 %</b>	<b>0,798</b>	0,744	0,766

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 59,66 \$ le baril au troisième trimestre de 2017 (56,23 \$ le baril en 2016) et à 64,54 \$ le baril pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 (53,51 \$ le baril en 2016).

3) Le prix de référence moyen MSW en dollars canadiens s'est chiffré à 56,79 \$ le baril (54,82 \$ le baril en 2016) au troisième trimestre de 2017 et à 60,80 \$ le baril (50,32 \$ le baril en 2016) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017.

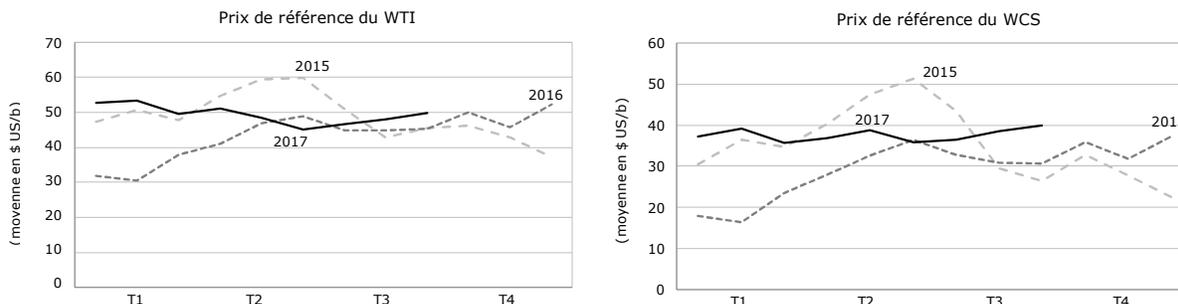
4) La moyenne des marges de craquage 3-2-1 est un indicateur de la marge de raffinage évalué à l'aide de la méthode du dernier entré, premier sorti.

### Prix de référence – pétrole brut

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, les prix de référence moyens du Brent, du WTI et du Western Canadian Select (« WCS ») ont augmenté par rapport à ceux de 2016. Le respect du plan visant à réduire la production présenté au quatrième trimestre de 2016 par les pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») a fait en sorte que le marché en général prévoyait un retour accéléré aux niveaux de stocks normaux. Toutefois, sans le soutien des moteurs de l'offre et de la demande, les prix sont demeurés volatils, car l'offre accrue en provenance des États-Unis, l'offre instable de la Libye et du Nigéria, les graves phénomènes météorologiques et la forte demande mondiale ont donné lieu à des prévisions divergentes à l'égard du rythme des prélèvements sur les stocks de pétrole brut et de produits raffinés.

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 troisième trimestre de 2016 et depuis le début de l'année, en raison de l'offre plus grande de pétrole brut aux États-Unis. Au troisième trimestre de 2017, les graves phénomènes météorologiques et la forte demande mondiale ont donné lieu à une baisse du niveau des stocks de pétrole brut et de produits raffinés.

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 troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de 2017, par rapport aux périodes correspondantes de 2016. Le WCS s'est raffermi par rapport au WTI en raison de la diminution de l'offre de pétrole lourd fluidifié par suite des interruptions de service temporaires pour la mise à niveau d'installations de traitement de l'Alberta endommagées par le feu. De plus, le WCS a progressé en raison de la hausse de la demande faisant suite au respect par l'OPEP des réductions de production et de la diminution de l'offre provenant du Mexique et de la Colombie.



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.

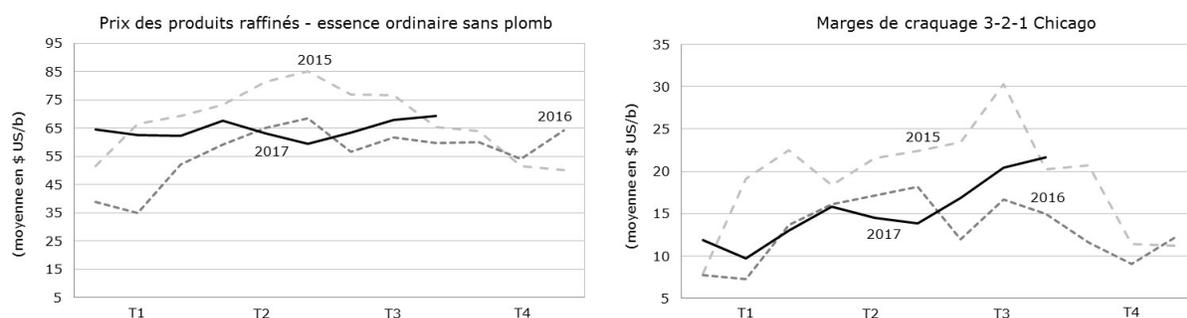
L'écart moyen WTI-condensats s'est rétréci au troisième trimestre et pour les neuf premiers mois, par rapport à 2016, à cause de la diminution de la capacité de réserve des pipelines, qui a fait monter le coût du transport des condensats jusqu'à Edmonton.

Le MSW est un prix de référence du pétrole brut léger non sulfuré 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. Le prix de référence moyen du MSW a reculé au troisième trimestre par rapport au deuxième trimestre de 2017, en raison du retour du pétrole brut synthétique sur le marché après des interruptions de service temporaires pour la mise à niveau d'installations de traitement endommagées par le feu au deuxième trimestre de 2017.

### 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 du mois courant 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 troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de 2017 en raison principalement de la solide demande de produits raffinés et des phénomènes météorologiques graves qui ont eu des répercussions sur la production de produits raffinés des raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique. Les marges de craquage 3-2-1 moyennes à Chicago ont augmenté au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, par rapport aux périodes correspondantes de 2016, en raison de l'élargissement de l'écart entre le Brent et le WTI, d'une réduction de l'offre de produits raffinés provenant de la côte américaine du golfe du Mexique et de la solide demande de produits raffinés. 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 AECO du troisième trimestre ont diminué par rapport à 2016 surtout à cause de l'accroissement de l'offre de gaz naturel en Alberta faisant suite à de vastes travaux de maintenance des pipelines et des stations de compression qui ont réduit l'acheminement aux installations de stockage et la capacité d'exportation. Le prix moyen du gaz naturel au NYMEX a augmenté en 2017 par rapport au même trimestre de 2016 en raison de la diminution des niveaux de gaz naturel stocké.

Depuis le début de l'exercice, les prix moyens du gaz naturel AECO et NYMEX ont augmenté sensiblement par rapport à la période correspondante de 2016. Les prix du gaz naturel se sont raffermis 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. De plus, les prix du gaz naturel ont subi en 2016 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. Le raffermissement du dollar canadien en regard du dollar américain a un effet négatif sur les résultats que présente la société. De même, à mesure que le dollar canadien se déprécie, les résultats qu'elle présente augmentent. Les produits des activités ordinaires de la société ainsi qu'une partie importante 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 troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de 2017, le dollar canadien s'est apprécié par rapport au dollar américain en raison du redressement de l'économie canadienne, du relèvement du taux directeur de la Banque du Canada et de l'accroissement des prix des marchandises. Le raffermissement du dollar canadien pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, par rapport à la période correspondante de 2016, a eu une incidence négative d'environ 155 M\$ sur les produits des activités ordinaires de la société, y compris sur ceux du secteur Hydrocarbures classiques. Au 30 septembre 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 715 M\$ à la conversion de la dette de Cenovus libellée en dollars américains.

## RÉSULTATS FINANCIERS

### Sommaire des résultats financiers consolidés

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, l'acquisition et les importantes hausses des prix des marchandises 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)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2017			2016				2015	
	2017	2016	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
<b>Produits des activités ordinaires<sup>1)</sup></b>	<b>11 964</b>	7 682	<b>4 386</b>	4 037	3 541	3 324	2 945	2 746	1 991	2 601	2 905
<b>Marge d'exploitation<sup>2)</sup></b>											
Total de la marge d'exploitation	<b>2 444</b>	1 172	<b>1 216</b>	778	450	595	487	541	144	357	602
Activités poursuivies	<b>2 023</b>	781	<b>1 099</b>	619	305	442	335	424	22	153	360
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>											
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<b>2 159</b>	697	<b>592</b>	1 239	328	164	310	205	182	322	542
Activités poursuivies	<b>1 778</b>	404	<b>481</b>	1 102	195	22	189	121	94	123	366
<b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés<sup>3)</sup></b>											
Total des fonds provenant de l'exploitation ajustés	<b>2 097</b>	888	<b>982</b>	792	323	535	422	440	26	275	444
Activités poursuivies	<b>1 700</b>	583	<b>867</b>	650	183	382	296	352	(65)	71	266
<b>Résultat d'exploitation<sup>3)</sup></b>											
Total du résultat d'exploitation	<b>699</b>	(698)	<b>340</b>	398	(39)	321	(236)	(39)	(423)	(438)	(28)
Dilué par action (\$)	<b>0,66</b>	(0,84)	<b>0,28</b>	0,36	(0,05)	0,39	(0,28)	(0,05)	(0,51)	(0,53)	(0,03)
Activités poursuivies	<b>558</b>	(312)	<b>253</b>	344	(39)	21	(40)	(3)	(269)	(245)	(23)
Dilué par action (\$)	<b>0,53</b>	(0,37)	<b>0,21</b>	0,31	(0,05)	0,03	(0,05)	-	(0,32)	(0,29)	(0,03)
<b>Résultat net provenant des activités poursuivies</b>	<b>3 080</b>	(250)	<b>288</b>	2 581	211	(209)	(55)	(231)	36	(448)	1 806
De base et dilué par action (\$)	<b>2,91</b>	(0,30)	<b>0,23</b>	2,32	0,25	(0,25)	(0,07)	(0,28)	0,04	(0,54)	2,17
<b>Résultat net</b>	<b>2 782</b>	(636)	<b>(69)</b>	2 640	211	91	(251)	(267)	(118)	(641)	1 801
De base et dilué par action (\$)	<b>2,62</b>	(0,76)	<b>(0,06)</b>	2,37	0,25	0,11	(0,30)	(0,32)	(0,14)	(0,77)	2,16
<b>Dépenses d'investissement<sup>4)</sup></b>	<b>1 078</b>	767	<b>438</b>	327	313	259	208	236	323	428	400
<b>Fonds provenant de l'exploitation disponibles<sup>3)</sup></b>	<b>1 019</b>	121	<b>544</b>	465	10	276	214	204	(297)	(153)	44
<b>Dividendes</b>											
Dividendes en numéraire	<b>164</b>	124	<b>62</b>	61	41	42	41	42	41	132	133
Par action (\$)	<b>0,15</b>	0,15	<b>0,05</b>	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,16	0,16

1) Ne tiennent pas compte des produits tirés des activités abandonnées. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, les produits tirés des activités abandonnées se sont établis respectivement à 286 M\$ et à 946 M\$ (295 M\$ et 810 M\$ respectivement en 2016).

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 et aux actifs détenus en vue de la vente.

### Produits des activités ordinaires

(en millions de dollars)	Trimestres	Périodes de neuf mois
<b>Produits des activités ordinaires du trimestre clos le 30 septembre 2016</b>	<b>2 945</b>	<b>7 682</b>
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :		
Sables bitumineux	<b>1 367</b>	<b>2 856</b>
Deep Basin	<b>187</b>	<b>303</b>
Raffinage et commercialisation	<b>(84)</b>	<b>1 200</b>
Activités non sectorielles et éliminations	<b>(29)</b>	<b>(77)</b>
<b>Produits des activités ordinaires du trimestre clos le 30 septembre 2017</b>	<b>4 386</b>	<b>11 964</b>

Les produits tirés des actifs en amont pris collectivement, à l'exclusion des produits tirés du secteur Hydrocarbures classiques, ont augmenté considérablement au troisième trimestre et pour les neuf premiers mois 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 volumes supplémentaires provenant des phases d'expansion des sables bitumineux et à l'augmentation des prix du pétrole brut. Toutes ces augmentations ont été contrebalancées en partie par la hausse des redevances et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les produits tirés du secteur Hydrocarbures classiques ont été comptabilisés en résultat net provenant des activités abandonnées et sont présentés ci-dessous.

Pour le troisième trimestre de 2017, les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont diminué de 4 %. Les produits tirés des activités de raffinage ont progressé par rapport à 2016 surtout grâce à l'augmentation des prix des produits raffinés, en partie contrée par la réduction de la production de produits raffinés et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les produits tirés des ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers effectuées par le groupe de commercialisation ont nettement baissé pour le trimestre clos le 30 septembre 2017 par rapport à 2016 surtout à cause d'une diminution des produits achetés et de la baisse des prix de vente du pétrole brut et du gaz naturel.

Pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté de 20 % grâce à une hausse des prix des produits raffinés cadrant avec l'augmentation des prix de référence moyens des produits raffinés à Chicago. Cette progression a été en partie annulée par la réduction de la production de produits raffinés et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les produits tirés des ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers effectuées par le groupe de commercialisation ont augmenté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, par rapport à la période correspondante de 2016, en raison 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, neutralisées 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.

Au deuxième trimestre de 2017, le secteur Hydrocarbures classiques a été classé dans les activités abandonnées, car la société a l'intention de se départir de la totalité des actifs existants de ce secteur. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, les produits tirés du secteur Hydrocarbures classiques se sont établis respectivement à 286 M\$ et à 946 M\$ (295 M\$ et 810 M\$, respectivement, en 2016). Les produits des activités ordinaires ont légèrement diminué au troisième trimestre de 2017 en raison de la baisse des prix du gaz naturel, d'une hausse des redevances et du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain, facteurs en partie compensés par l'augmentation des prix du pétrole brut. Depuis le début de l'exercice, l'augmentation des produits par rapport à 2016 est essentiellement attribuable à la hausse des prix des marchandises, annulée en partie par une hausse des redevances et une réduction des volumes de vente.

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

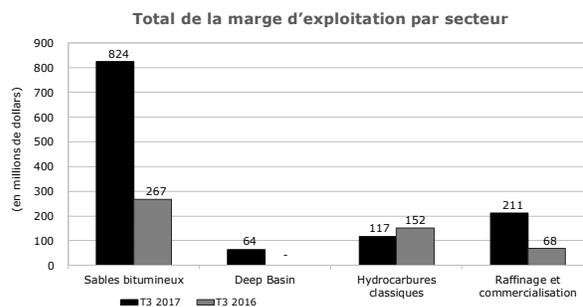
(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>4 790</b>	3 329	<b>13 232</b>	8 737
(Ajouter) déduire :				
Produits achetés	<b>1 782</b>	2 004	<b>6 295</b>	5 144
Transport et fluidification	<b>1 132</b>	473	<b>2 692</b>	1 364
Charges d'exploitation	<b>644</b>	402	<b>1 692</b>	1 247
Taxe sur la production et impôts miniers	<b>4</b>	4	<b>14</b>	9
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	<b>12</b>	(41)	<b>95</b>	(199)
<b>Total de la marge d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>1 216</b>	487	<b>2 444</b>	1 172

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

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

Le total de la marge d'exploitation a plus que doublé au troisième trimestre de 2017, par rapport à la période correspondante de 2016, principalement en raison des facteurs suivants :

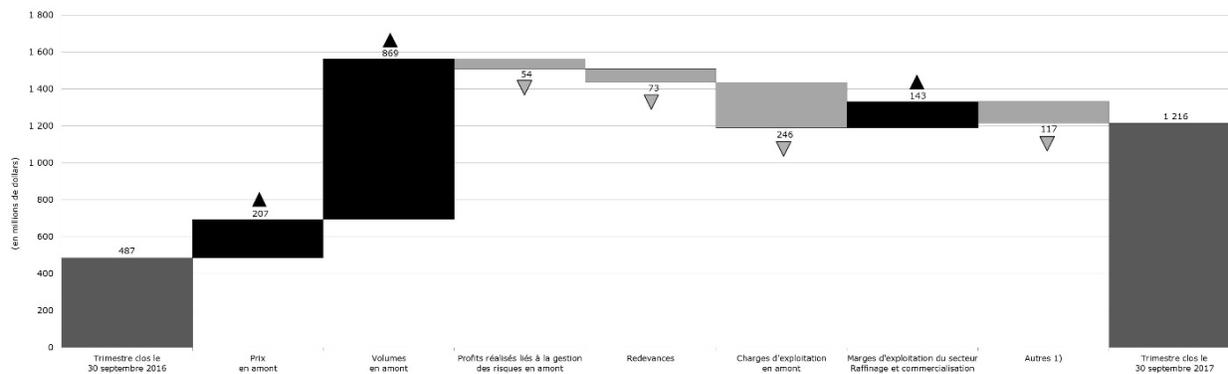
- l'augmentation marquée des volumes de vente de liquides et de gaz naturel, surtout par suite de l'acquisition et des phases d'expansion des sables bitumineux;
- la hausse du prix de vente moyen des liquides découlant de l'augmentation des prix de référence;
- l'accroissement de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation surtout grâce à l'augmentation des marges de craquage moyennes sur le marché et à la progression des marges sur la vente de produits secondaires, en partie annulées par le rétrécissement des écarts du pétrole brut lourd et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.



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 surtout 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;
- la hausse des redevances en raison surtout de l'augmentation du prix de référence du WTI (sur lequel est fondé le taux de redevance), l'augmentation des volumes de vente par suite de l'acquisition et la montée du prix de vente des liquides de la société;
- les pertes réalisées liées à la gestion des risques de 12 M\$ se rapportant aux actifs en amont de la société, par rapport à des profits de 42 M\$ au troisième trimestre de 2016;
- le recul du prix de vente du gaz naturel réalisé par la société par rapport à 2016.

### Variation totale de la marge d'exploitation

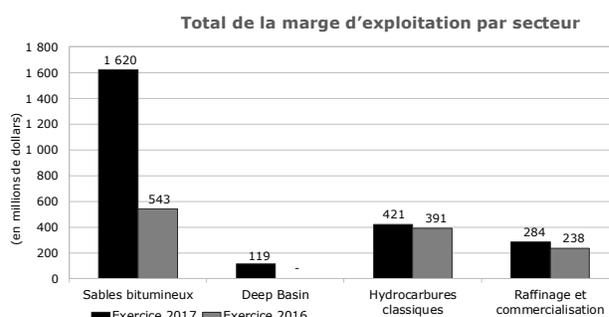


- 1) L'élément Autres comprend la valeur des condensats vendus comme mélange de pétrole lourd comptabilisée dans les produits des activités ordinaires et les coûts des condensats inscrits dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut ne tient pas compte de l'incidence des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

## Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2017 et 2016

La marge d'exploitation a plus que doublé pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, par rapport à la période correspondante de 2016, principalement en raison des facteurs suivants :

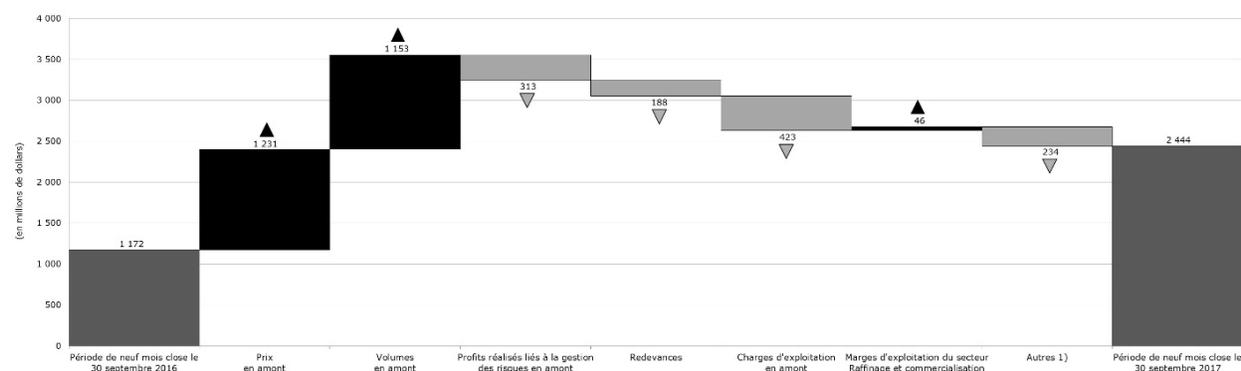
- l'augmentation des prix de vente moyens des liquides et du gaz naturel découlant de la hausse des prix de référence;
- l'augmentation des volumes de vente de liquides, surtout par suite de l'acquisition, des phases d'expansion de sables bitumineux de 2016 et de la hausse des volumes de vente de gaz naturel associée essentiellement aux actifs du Deep Basin acquis;
- l'accroissement de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation grâce à l'augmentation des marges de craquage moyennes sur le marché, à la progression des marges sur la vente de produits secondaires et à la réduction des pertes réalisées liées à la gestion des risques, en partie annulées par le rétrécissement des écarts du pétrole brut lourd, la baisse du taux d'utilisation du pétrole brut et l'augmentation des charges d'exploitation.



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 surtout 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 et à la hausse des coûts de carburant par suite de la majoration des prix du gaz naturel;
- les pertes réalisées de 91 M\$ liées à la gestion des risques se rapportant aux actifs en amont de la société, en regard de profits de 222 M\$ en 2016;
- 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.

### 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 poursuivies

La marge 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>4 504</b>	3 034	<b>12 286</b>	7 927
(Ajouter) déduire :				
Produits achetés	<b>1 782</b>	2 004	<b>6 295</b>	5 144
Transport et fluidification	<b>1 088</b>	429	<b>2 543</b>	1 228
Charges d'exploitation	<b>526</b>	300	<b>1 349</b>	916
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	<b>9</b>	(34)	<b>76</b>	(142)
<b>Marge d'exploitation provenant des activités poursuivies</b>	<b>1 099</b>	335	<b>2 023</b>	781

### 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. 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, des activités de gestion des risques, du paiement éventuel, des actifs détenus en vue de la vente et des passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente. 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.

### Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et fonds provenant de l'exploitation ajustés

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>592</b>	310	<b>2 159</b>	697
(Ajouter) déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	<b>(19)</b>	(13)	<b>(75)</b>	(59)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	<b>(371)</b>	(99)	<b>137</b>	(132)
<b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés<sup>1)</sup></b>	<b>982</b>	422	<b>2 097</b>	888

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

Pour le troisième trimestre de 2017, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont augmenté essentiellement par suite d'une hausse de la marge d'exploitation, comme il en est fait mention ci-dessus, en partie contrebalancée par les pertes de change réalisées sur le fonds de roulement, alors que des profits de change avaient été réalisés en 2016, la hausse des charges financières se rapportant principalement à la dette additionnelle contractée pour le financement de l'acquisition et l'augmentation des frais généraux et frais d'administration.

Pour les neuf premiers mois de l'exercice, l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés par rapport à la même période de 2016 s'explique par une hausse de la marge d'exploitation, comme il en est fait mention ci-dessus, un produit d'impôt exigible plus élevé et un profit réalisé lié à la gestion des risques sur les contrats de change en raison des activités de couverture entreprises pour soutenir l'acquisition, facteurs en partie contrés par la hausse des charges financières se rapportant principalement à la dette additionnelle contractée pour le financement de l'acquisition et un accroissement des pertes de change réalisées sur des éléments du fonds de roulement.

La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement pour le trimestre clos le 30 septembre 2017 découle de la baisse des comptes créditeurs, d'une diminution du passif d'impôt exigible et de l'augmentation des comptes débiteurs. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2016, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement était attribuable à la diminution des comptes créditeurs, à la baisse du passif d'impôt exigible et à la réduction des comptes débiteurs.

La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 s'explique essentiellement par la baisse des comptes débiteurs et la réduction des stocks, compensées en partie par la diminution des comptes créditeurs et l'augmentation de l'actif d'impôt exigible. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement était essentiellement attribuable à l'accroissement des stocks et à l'augmentation des comptes débiteurs, neutralisés 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation provenant des activités poursuivies</b>	<b>481</b>	189	<b>1 778</b>	404
(Ajouter) déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	<b>(15)</b>	(8)	<b>(59)</b>	(47)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	<b>(371)</b>	(99)	<b>137</b>	(132)
<b>Fonds provenant de l'exploitation des activités poursuivies ajustés</b>	<b>867</b>	296	<b>1 700</b>	583

### 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
<b>Résultat, avant impôt<sup>1)</sup></b>	<b>(311)</b>	(406)	<b>3 291</b>	(1 089)
Ajouter (déduire) :				
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques <sup>2)</sup>	<b>486</b>	7	<b>75</b>	440
(Profit) perte de change latent autres que d'exploitation <sup>3)</sup>	<b>(367)</b>	52	<b>(702)</b>	(343)
(Profit) lié à la réévaluation	-	-	<b>(2 524)</b>	-
(Profit) perte à la sortie d'actifs	<b>(1)</b>	5	-	6
Perte sur les activités abandonnées	<b>603</b>	-	<b>603</b>	-
<b>Résultat d'exploitation, avant impôt</b>	<b>410</b>	(342)	<b>743</b>	(986)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	<b>70</b>	(106)	<b>44</b>	(288)
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>340</b>	(236)	<b>699</b>	(698)

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 clos le 30 septembre 2017 par rapport à la période correspondante 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, d'une diminution de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement, de profits de change latents liés aux activités d'exploitation plus élevés et de la réévaluation du paiement éventuel.

Le résultat d'exploitation s'est amélioré au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 par rapport à la période correspondante 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, d'une diminution de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement, de profits de change latents liés aux activités d'exploitation en regard de pertes de change latentes subies en 2016 et de la réévaluation du paiement éventuel.

### 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
<b>Résultat provenant des activités poursuivies, avant impôt</b>	<b>178</b>	(121)	<b>3 701</b>	(527)
Ajouter (déduire) :				
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques <sup>1)</sup>	<b>486</b>	7	<b>75</b>	440
(Profit) perte de change latent autres que d'exploitation <sup>2)</sup>	<b>(367)</b>	52	<b>(702)</b>	(343)
(Profit) lié à la réévaluation	-	-	<b>(2 524)</b>	-
(Profit) perte à la sortie d'actifs	<b>(1)</b>	5	-	6
<b>Résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies, avant impôt</b>	<b>296</b>	(57)	<b>550</b>	(424)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	<b>43</b>	(17)	<b>(8)</b>	(112)
<b>Résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies</b>	<b>253</b>	(40)	<b>558</b>	(312)

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	Périodes de neuf mois
<b>Résultat net des périodes closes le 30 septembre 2016</b>	<b>(251)</b>	<b>(636)</b>
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Marge d'exploitation provenant des activités poursuivies	<b>764</b>	<b>1 242</b>
Activités non sectorielles et éliminations		
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques	<b>(479)</b>	<b>365</b>
Profit (perte) de change latent	<b>490</b>	<b>567</b>
(Profit) lié à la réévaluation	-	<b>2 524</b>
Réévaluation du paiement éventuel	<b>43</b>	<b>109</b>
Profit (perte) à la sortie d'actifs	<b>6</b>	<b>6</b>
Charges <sup>1)</sup>	<b>(220)</b>	<b>(97)</b>
Amortissement et épuisement	<b>(305)</b>	<b>(489)</b>
Coûts de prospection	-	<b>1</b>
Produit (charge) d'impôt sur le résultat	<b>44</b>	<b>(898)</b>
Résultat net provenant des activités abandonnées	<b>(161)</b>	<b>88</b>
<b>Résultat net des périodes closes le 30 septembre 2017</b>	<b>(69)</b>	<b>2 782</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 et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, le résultat net s'est traduit par une perte comprenant une perte de 440 M\$ après impôt à la sortie des actifs de Pelican Lake et du projet adjacent Grand Rapids. Le résultat net du troisième trimestre a diminué par rapport à celui de 2016 en raison essentiellement des éléments suivants :

- l'augmentation du résultat d'exploitation dont il est question ci-dessus;
- les profits de change latents autres que d'exploitation de 367 M\$ se rapportant principalement à la conversion de la dette libellée en dollars américains de la société, par rapport à des pertes latentes de 52 M\$ en 2016;
- un produit d'impôt différé comparativement à une charge en 2016.

Ces diminutions du résultat net ont été neutralisées en partie par des pertes latentes liées à la gestion des risques de 486 M\$ contre 7 M\$ au troisième trimestre de 2016.

Le résultat net a augmenté considérablement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, surtout en raison 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;
- l'augmentation du résultat d'exploitation dont il est question ci-dessus;
- les profits de change latents autres que d'exploitation de 702 M\$ par rapport à des profits de 343 M\$ en 2016;
- des pertes latentes liées à la gestion des risques de 75 M\$ en regard de pertes latentes de 440 M\$ en 2016.

Ces augmentations ont été compensées en partie par une charge d'impôt différé découlant essentiellement du profit lié à la réévaluation de la participation préexistante de la société dans FCCL, en regard d'un produit d'impôt différé en 2016.

## Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Sables bitumineux	273	110	660	476
Deep Basin	64	-	77	-
Hydrocarbures classiques	42	41	180	114
Raffinage et commercialisation	38	51	124	156
Activités non sectorielles et éliminations	21	6	37	21
<b>Dépenses d'investissement</b>	<b>438</b>	208	<b>1 078</b>	767
Acquisitions <sup>1)</sup>	70	-	18 301	11
Sorties d'actifs <sup>1)</sup>	(943)	(8)	(943)	(8)
<b>Dépenses d'investissement, montant net<sup>2)</sup></b>	<b>(435)</b>	200	<b>18 436</b>	770

1) Dans le cadre de l'acquisition, qui s'est clôturée au deuxième trimestre de 2017, Cenovus est présumée avoir cédé sa participation préexistante dans FCCL et l'avoir rachetée à la juste valeur conformément à IFRS 3, Regroupements d'entreprises (« IFRS 3 »), ce qui n'est pas reflété dans le tableau ci-dessus. Au 17 mai 2017, la valeur comptable de la participation préexistante s'établissait à 9 081 M\$ et la juste valeur estimative, à 11 605 M\$.

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

Les dépenses d'investissement du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 ont augmenté respectivement de 230 M\$ et de 311 M\$ en regard de celles de 2016. Pour les neuf premiers mois de 2017, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont été axées sur les investissements de maintien portant sur la production existante, la phase d'expansion G de Christina Lake et 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. Les dépenses d'investissement consacrées aux actifs du Deep Basin ont été concentrées, au cours des 137 premiers jours de détention des actifs, sur la planification de la mise en valeur des actifs et le début du programme de forage de puits horizontaux de la société pour trouver du gaz riche en liquides dans le corridor du Deep Basin. En 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. La société a réduit progressivement son programme de forage au début du troisième trimestre en raison de la vente prochaine des actifs du secteur Hydrocarbures classiques. 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

À court terme, Cenovus s'active à se départir de la totalité des actifs existants du secteur Hydrocarbures classiques afin de désendetter son bilan. Jusqu'à maintenant, la société a annoncé des sorties totalisant un produit brut d'environ 2,8 G\$. Elle a clôturé la première sortie, soit celle de Pelican Lake et du projet adjacent Grand Rapids, au troisième trimestre de 2017 et utilisé le produit net pour rembourser en partie sa facilité de crédit-relais engagée. En plus de sa volonté de réduire son endettement, la société recherche activement des occasions de réduction de coûts.

En plus du désendettement du bilan pour que celui-ci corresponde mieux à la stratégie de la société, l'approche disciplinée de cette dernière à l'égard de la répartition des capitaux 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Fonds provenant de l'exploitation ajustés <sup>1)</sup>	982	422	2 097	888
Dépenses d'investissement (de maintien et de croissance)	438	208	1 078	767
Fonds provenant de l'exploitation disponibles <sup>1), 2)</sup>	544	214	1 019	121
Dividendes en numéraire	62	41	164	124
	<b>482</b>	173	<b>855</b>	(3)

1) Comprennent 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.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre de 2016, les dépenses d'investissement et les dividendes en numéraire excèdent des fonds provenant de l'exploitation ajustés ont été financées à même les fonds en caisse.

Nous avons mis à jour nos prévisions pour 2017 après un autre examen de notre programme d'investissement, notamment pour rendre compte des économies de coûts en cours, des améliorations de l'efficacité et des activités de cession, ainsi que du maintien de la discipline en matière de capital. Pour l'heure, nous prévoyons que les dépenses d'investissement de 2017 devraient se situer entre 1,55 G\$ et 1,65 G\$ approximativement, soit une réduction de 6 % par rapport au 26 juillet 2017.

## SECTEURS À PRÉSENTER

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

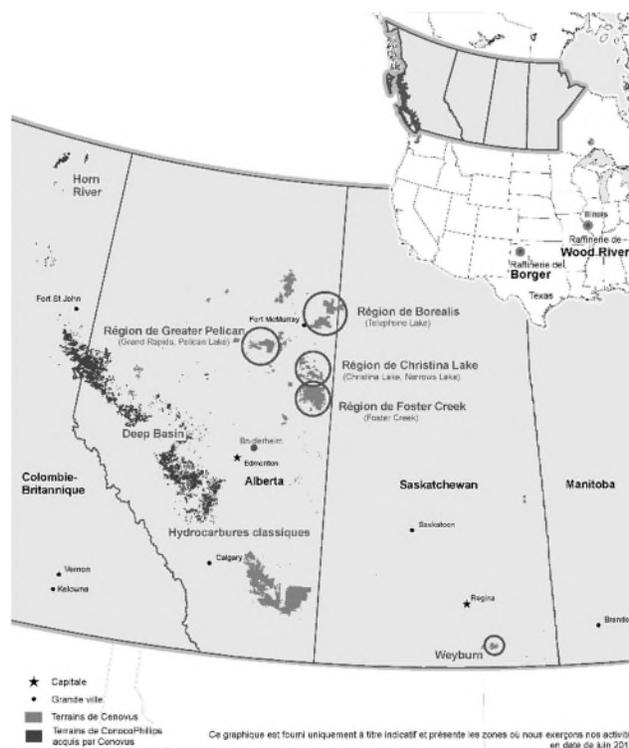
**Sables bitumineux**, qui se consacre aux activités de mise en valeur et de production de bitume et de gaz naturel dans le nord-est de l'Alberta. Les actifs liés au bitume de Cenovus à Foster Creek, à Christina Lake et à Narrows Lake, ainsi que divers projets encore aux premiers stades de la mise en 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Sables bitumineux <sup>2)</sup>	2 156	789	4 821	1 965
Deep Basin <sup>3)</sup>	187	-	303	-
Raffinage et commercialisation	2 161	2 245	7 162	5 962
Activités non sectorielles et éliminations	(118)	(89)	(322)	(245)
	<b>4 386</b>	<b>2 945</b>	<b>11 964</b>	<b>7 682</b>

1) Au deuxième trimestre de 2017, Cenovus a annoncé son intention de se départir de ses actifs du secteur Hydrocarbures classiques. C'est pourquoi le secteur Hydrocarbures classiques a été classé dans les activités abandonnées. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, les produits tirés des activités abandonnées se sont établis respectivement à 286 M\$ et à 946 M\$ (295 M\$ et 810 M\$ respectivement en 2016).

2) Les résultats de 2017 de Cenovus tiennent compte de 137 jours d'exploitation des activités de FCCL à 100 %. Pour obtenir davantage de renseignements, se reporter à la rubrique « Sables bitumineux » du présent rapport de gestion.

3) Les résultats de 2017 de Cenovus tiennent compte de 137 jours d'exploitation des actifs du Deep Basin. Pour obtenir davantage de renseignements, se reporter 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 troisième 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 :

- la production de pétrole brut, qui a plus que doublé, en raison principalement de l'acquisition et des volumes de production supplémentaires provenant de la phase F de Christina Lake et de la phase G de Foster Creek, 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 24,73 \$ le baril, soit une augmentation de 55 % par rapport au troisième trimestre de 2016;
- une marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement, de 551 M\$, soit une augmentation de 394 M\$.

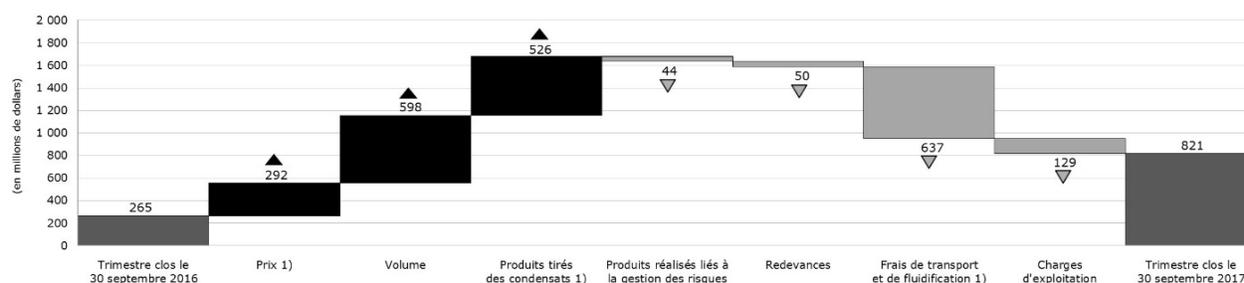
### Sables bitumineux – pétrole brut

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

##### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre	
	2017	2016
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>2 204</b>	788
Déduire : redevances	54	4
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>2 150</b>	784
<b>Charges</b>		
Transport et fluidification	1 066	429
Activités d'exploitation	254	125
(Profit) perte lié à la gestion des risques	9	(35)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>821</b>	265
Dépenses d'investissement	270	107
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>551</b>	158

## 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 troisième trimestre de 2017, le prix de vente moyen du pétrole brut s'est accru, passant à 40,02 \$ le baril (31,30 \$ 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 ») et le rétrécissement de l'écart WCS-condensats, en partie contrebalancés par le raffermissement 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 1,47 \$ US le baril (escompte de 2,05 \$ 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 septembre		
	2017	Variation	2016
Foster Creek	154 363	109 %	73 798
Christina Lake	208 131	161 %	79 793
	<b>362 494</b>	<b>136 %</b>	153 591

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 la réduction des volumes découlant de problèmes de traitement temporaires qui ont été réglés à la fin du trimestre.

L'augmentation de la production de Christina Lake au cours du trimestre clos le 30 septembre 2017, par rapport à 2016, est principalement attribuable à l'acquisition et aux volumes de production supplémentaires tirés de l'expansion de la phase F.

### 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 troisième 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. En 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 septembre	
	2017	2016
Foster Creek	9,1	0,8
Christina Lake	1,6	1,6

Les redevances ont augmenté de 50 M\$ au troisième 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), de l'accroissement des volumes de vente et d'une augmentation des prix de vente du pétrole brut. Comme il en a été fait mention plus haut, les redevances à Foster Creek étaient établies en fonction des profits nets alors qu'elles étaient fondées sur les produits bruts pour 2016, ce qui a donné lieu à une augmentation importante du taux de redevance.

## Charges

### *Transport et fluidification*

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 637 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 troisième trimestre de 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 l'acquisition et des volumes de production supplémentaires liés aux 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 et des volumes plus élevés ont été transportés sur de plus longues distances vers les marchés américains. La société a acheminé en moyenne 9 958 barils par jour de pétrole brut par transport ferroviaire (7 573 barils par jour en 2016).

### Frais de transport unitaires

À Foster Creek, les frais de transport ont augmenté en raison de l'accroissement des coûts ferroviaires liés aux volumes plus grands expédiés vers les États-Unis par trains-blocs, atténué par la proportion accrue de ventes au Canada par rapport aux États-Unis, si bien que les coûts liés aux tarifs pipeliniers ont baissé.

À Christina Lake, les frais de transport ont diminué surtout par suite d'une révision des coûts liés aux tarifs de la période précédente et de la proportion accrue de ventes au Canada par rapport aux États-Unis qui a fait baisser les coûts liés aux tarifs pipeliniers.

### *Charges d'exploitation*

Les principales composantes des charges d'exploitation au troisième trimestre de 2017 ont été les coûts de la main-d'œuvre, du carburant, des produits chimiques, de reconditionnement, et des réparations et de la maintenance. Au total, les charges d'exploitation ont augmenté de 129 M\$, en raison surtout de l'acquisition, augmentation en partie annulée par le recul des coûts du carburant découlant de la diminution du prix du gaz naturel.

## Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Trimestres clos les 30 septembre		2016
	2017	Variation	
<b>Foster Creek</b>			
Carburant	2,10	(14) %	2,44
Autres coûts	7,43	3 %	7,19
Total	9,53	(1) %	9,63
<b>Christina Lake</b>			
Carburant	1,78	(17) %	2,14
Autres coûts	4,30	(23) %	5,58
Total	6,08	(21) %	7,72
<b>Total</b>	<b>7,58</b>	<b>(12) %</b>	<b>8,65</b>

À Foster Creek, les coûts du carburant par baril ont diminué par rapport à 2016 en raison surtout de la baisse du prix du gaz naturel. Les charges d'exploitation autres que le carburant par baril ont augmenté surtout à cause des activités accrues de reconditionnement découlant des remplacements de pompes, facteur compensé en partie par l'accroissement de la production.

À Christina Lake, le coût du carburant par baril a diminué en 2017 par suite de la réduction de la consommation de carburant. Les charges d'exploitation autres que le carburant par baril ont diminué, surtout en raison de l'accroissement de la production, contrebalancé en partie par l'augmentation des coûts de la main-d'œuvre et des produits chimiques utilisés dans la phase d'expansion F, les activités accrues de reconditionnement découlant des remplacements de pompes et l'intensification des activités de réparation et de maintenance.

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

(\$/baril)	Foster Creek		Christina Lake	
	2017	2016	2017	2016
Prix de vente	41,57	33,61	38,84	29,11
Redevances	2,98	0,19	0,55	0,41
Transport et fluidification	8,68	8,38	4,14	4,49
Charges d'exploitation	9,53	9,63	6,08	7,72
<b>Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>20,38</b>	15,41	<b>28,07</b>	16,49
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(0,13)	2,37	(0,40)	2,38
<b>Prix net opérationnel, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>20,25</b>	17,78	<b>27,67</b>	18,87

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

### Gestion des risques

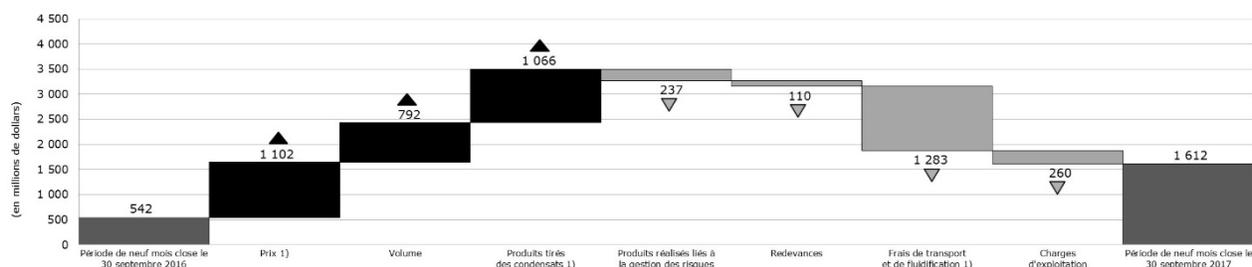
Les activités liées à la gestion des risques du troisième trimestre de 2017 ont donné lieu à des pertes réalisées de 9 M\$ (profits réalisés de 35 M\$ en 2016), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient supérieurs aux prix contractuels de la société.

### Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2017 et 2016

#### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>4 920</b>	1 960
Déduire : redevances	117	7
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>4 803</b>	1 953
<b>Charges</b>		
Transport et fluidification	2 511	1 228
Activités d'exploitation	608	348
(Profit) perte lié à la gestion des risques	72	(165)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>1 612</b>	542
Dépenses d'investissement	654	472
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>958</b>	70

## 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 de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, le prix de vente moyen du pétrole brut s'est passablement accru, passant à 39,52 \$ le baril (24,28 \$ 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 CDB et le rétrécissement de l'écart WCS-condensats, en partie contrés par le raffermissement 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 1,60 \$ US le baril (escompte de 2,22 \$ US le baril en 2016).

### Volumes de production

(en barils par jour)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2017	Variation	2016
Foster Creek	114 632	73 %	66 435
Christina Lake	154 634	97 %	78 321
	<b>269 266</b>	<b>86 %</b>	144 756

La production à Foster Creek s'est accrue par rapport à 2016, en raison de l'acquisition et des volumes de production supplémentaires tirés de l'expansion de la phase G, facteurs annulés en partie par les volumes moindres découlant de problèmes de traitement temporaires et de la révision prévue de 20 jours, qui a réduit la production moyenne de 3 690 barils par jour. Cette révision a été la plus importante effectuée à ce jour à Foster Creek.

L'augmentation de la production de Christina Lake au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 est principalement attribuable à l'acquisition et aux volumes de production supplémentaires tirés de l'expansion de la phase F.

Pour les neuf premiers mois de l'exercice, l'augmentation des volumes de production se rapportant à l'acquisition s'est élevée à 38 203 barils par jour à Foster Creek et à 52 685 barils par jour à Christina Lake.

### Redevances

#### Taux de redevance réel

(en pourcentage)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016
Foster Creek	8,4	0,5
Christina Lake	2,1	1,4

Les redevances ont augmenté de 110 M\$. À Foster Creek, les redevances ont augmenté surtout en raison de la hausse du prix de référence du WTI (dont le taux de redevance est tributaire). Le calcul des redevances est fonction des profits nets alors qu'il était fondé sur les produits bruts en 2016, ce qui a donné lieu à une considérable hausse du taux de redevance. En 2016, le faible taux de redevance était essentiellement attribuable 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 imputable à la hausse du prix de référence du WTI (dont le taux de redevance est tributaire), à la majoration des prix de vente et à une augmentation des volumes de vente.

## Charges

### Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 1 283 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 de la période de neuf mois close le 30 septembre 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 découlant des volumes de production accrus tirés de l'acquisition et des phases d'expansion.

En outre, les frais de transport ferroviaire ont augmenté, car des volumes supérieurs ont été acheminés par train sur de plus longues distances vers les marchés américains. La société a acheminé en moyenne 7 842 barils par jour de pétrole brut par transport ferroviaire (5 106 barils par jour en 2016).

### Frais de transport unitaires

À Foster Creek, les frais de transport par baril ont diminué essentiellement grâce à la proportion accrue de ventes au Canada par rapport aux États-Unis, si bien que les coûts liés aux tarifs pipeliniers ont baissé, facteur annulé en partie par la hausse des coûts ferroviaires en raison des volumes accrus expédiés aux États-Unis par trains-blocs.

À Christina Lake, les frais de transport ont diminué surtout en raison de la proportion accrue de ventes au Canada par rapport aux États-Unis, qui a fait baisser les coûts liés aux tarifs pipeliniers, et d'une révision des coûts liés aux tarifs de la période précédente.

### Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 ont été les coûts de la main-d'œuvre, du carburant, des réparations et de la maintenance, des produits chimiques et des reconditionnements. Au total, les charges d'exploitation ont augmenté de 260 M\$, en raison surtout de l'acquisition, des coûts du carburant plus élevés découlant de l'augmentation des prix du gaz naturel, des coûts supplémentaires de réparation et de maintenance et des coûts de traitement et de transport par camion des déchets et des liquides découlant de la révision à Foster Creek ainsi que de l'accroissement des coûts de la main-d'œuvre et des produits chimiques de la phase d'expansion F de Christina Lake.

### Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2017	Variation	2016
<b>Foster Creek</b>			
Carburant	2,53	15 %	2,20
Autres coûts	7,96	(4) %	8,32
Total	10,49	- %	10,52
<b>Christina Lake</b>			
Carburant	2,14	16 %	1,85
Autres coûts	4,66	(14) %	5,39
Total	6,80	(6) %	7,24
<b>Total</b>	<b>8,40</b>	<b>(4) %</b>	<b>8,74</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, facteur compensé en partie par la hausse des coûts d'entretien et de maintenance, et 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 aux remplacements de pompes.

À Christina Lake, les coûts du carburant par baril ont augmenté par suite de la hausse du prix du gaz naturel en partie annulée par une diminution de la consommation de carburant. Les charges d'exploitation autres que le carburant par baril 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 associés à la phase d'expansion F et l'intensification des activités de réparation et de maintenance.

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

(\$/baril)	Foster Creek		Christina Lake	
	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Prix de vente	42,22	26,97	37,47	22,01
Redevances	2,80	0,10	0,71	0,25
Transport et fluidification	9,01	9,43	4,12	4,89
Charges d'exploitation	10,49	10,52	6,80	7,24
<b>Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>19,92</b>	6,92	<b>25,84</b>	9,63
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(1,05)	4,37	(0,96)	3,95
<b>Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>18,87</b>	11,29	<b>24,88</b>	13,58

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 des neuf premiers mois de 2017 ont donné lieu à des pertes réalisées de 72 M\$ (profits réalisés de 165 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, déduction faite de la consommation interne, s'est chiffrée respectivement à 6 Mpi<sup>3</sup>/j et à 11 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 néant au troisième trimestre de 2017, soit une baisse de 3 M\$ par rapport à 2016, en raison de la réduction des prix de vente du gaz naturel et d'un recul des volumes de gaz naturel. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, la marge d'exploitation s'est établie à 3 M\$, soit une diminution de 1 M\$ par rapport à 2016 causée par la baisse des volumes de gaz naturel, annulée en partie par l'augmentation des prix de vente du gaz naturel.

### Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Foster Creek	122	54	312	211
Christina Lake	132	47	272	222
	254	101	584	433
Narrows Lake	3	1	11	6
Telephone Lake	3	3	32	13
Grand Rapids	-	-	1	5
Autres <sup>1)</sup>	13	5	32	19
<b>Dépenses d'investissement<sup>2)</sup></b>	<b>273</b>	110	<b>660</b>	476

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. En 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 peu élevées, la société ayant réduit ses dépenses en raison des faibles prix des marchandises. Des capitaux ont aussi été consacrés en 2016 à l'achèvement de la phase G de Foster Creek.

En 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. 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.

Pour les neuf premiers mois de 2017, à Narrows Lake, les dépenses d'investissement ont été consacrées au forage de puits stratigraphiques visant l'avancement du projet.

## Nouveaux projets

En 2017, à Telephone Lake, les dépenses d'investissement ont été consacrées surtout au forage de puits stratigraphiques visant à poursuivre l'évaluation du projet. 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

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	Puits de forage stratigraphique bruts		Puits productifs bruts <sup>1)</sup>	
	2017	2016	2017	2016
Foster Creek	93	95	25	18
Christina Lake	105	97	8	24
	198	192	33	42
Narrows Lake	2	-	-	-
Telephone Lake	13	-	-	-
Autres	1	5	-	-
	214	197	33	42

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

Nous avons mis à jour nos prévisions pour 2017 après un nouvel examen de notre programme d'investissement. Les dépenses d'investissement dans le secteur Sables bitumineux pour l'ensemble de l'exercice 2017 devraient se situer entre 945 M\$ et 1 015 M\$. Les prévisions ont été réduites d'environ 8 % depuis le 26 juillet 2017 afin de rendre compte des économies de coûts en cours, des améliorations de l'efficacité et du maintien de la discipline en matière de capital.

À Foster Creek, les phases A à G sont actuellement en production. La société prévoit que les dépenses d'investissement s'établiront entre 450 M\$ et 475 M\$ en 2017. Elle pense continuer de les 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 425 M\$ et 450 M\$ et être axées sur les investissements de maintien et la construction de l'expansion de la phase G. Les travaux de construction sur place de la phase G, dont la capacité nominale initiale sera de 50 000 barils bruts par jour, avancent bien et devraient continuer de progresser. La phase G devrait entrer en production au deuxième semestre 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 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 9,55 \$ et 10,00 \$ le bep. Les actifs en construction 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux a augmenté respectivement de 212 M\$ et de 351 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 les neuf premiers mois de 2017 s'est établi à environ 11,24 \$ 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 sa participation préexistante dans FCCL et de l'acquisition d'une participation supplémentaire de 50 %.

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.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, la société a comptabilisé des coûts de prospection de 1 M\$ (1 M\$ et 2 M\$, respectivement, en 2016).

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

Le 29 septembre 2017, Cenovus a clôturé la vente des actifs de Pelican Lake, ainsi que ceux du projet adjacent Grand Rapids.

#### **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 à long terme 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.

L'intégration sécuritaire et efficace des actifs du Deep Basin continue d'être 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 au troisième trimestre de 2017 comprennent les suivants :

- des dépenses d'investissement totales de 64 M\$ se rapportant au forage de 10 puits de production horizontaux pour trouver du gaz riche en liquides, au conditionnement de quatre puits et au raccordement de trois puits;
- les prix nets opérationnels de 5,34 \$ par bep;
- une production totale moyenne de 115 301 bep/j;
- des produits des activités ordinaires de 187 M\$;
- des charges d'exploitation totales de 101 M\$, soit 9,00 \$ par bep.

## Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2017	Période du 17 mai au 30 septembre 2017
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>200</b>	<b>324</b>
Déduire : redevances	13	21
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>187</b>	<b>303</b>
<b>Charges</b>		
Transport et fluidification	22	32
Activités d'exploitation	101	152
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>64</b>	<b>119</b>
Dépenses d'investissement	64	77
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>-</b>	<b>42</b>

## Produits des activités ordinaires

Prix

	Trimestre clos le 30 septembre 2017	Période du 17 mai au 30 septembre 2017
LGN (\$/b)	30,78	29,57
Pétrole léger et moyen (\$/b)	52,54	55,64
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	1,77	2,15
<b>Total d'équivalents de pétrole (\$/bep)</b>	<b>17,61</b>	<b>19,07</b>

Les actifs du Deep Basin servent à la production d'une variété 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.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, les produits des activités ordinaires tiennent compte de produits liés aux frais de traitement de 13 M\$ et de 19 M\$, respectivement, relativement aux participations 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

	Trimestre clos le 30 septembre 2017	Période de neuf mois close le 30 septembre 2017
<b>Liquides</b>		
LGN (b/j)	26 370	13 498
Pétrole léger et moyen (b/j)	6 494	3 208
	<b>32 864</b>	<b>16 706</b>
<b>Gaz naturel (Mpi<sup>3</sup>/j)</b>	<b>495</b>	<b>251</b>
<b>Production totale (bep/j)</b>	<b>115 301</b>	<b>58 516</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 septembre 2017 s'est chiffrée à 116 605 bep/j, soit l'équivalent de 58 516 bep/j pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 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*) 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, le taux de redevance réel visant les liquides s'est établi à 11,4 %. Pour les deux mêmes périodes de 2017, le taux de redevance réel visant le gaz naturel s'est établi à 3,5 % et à 3,7 % respectivement.

## Charges

### Transport

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, 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 jusqu'au point de vente.

### Charges d'exploitation

Les principales composantes de nos charges d'exploitation du trimestre et des neuf premiers mois de 2017 ont été les réparations et la maintenance, le coût de la main-d'œuvre, la charge liée aux frais de traitement et les taxes foncières et les coûts de location. Pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de l'exercice, les charges d'exploitation se sont élevées à 9,00 \$ par bep et à 8,95 \$ par bep, respectivement.

## Prix nets opérationnels

	Trimestre clos le 30 septembre 2017	Période du 17 mai au 30 septembre 2017
(\$/bep)		
Prix de vente	17,61	19,07
Redevances	1,28	1,34
Transport et fluidification	1,96	1,96
Charges d'exploitation	9,00	8,95
Taxe sur la production et impôts miniers	0,03	0,03
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>5,34</b>	<b>6,79</b>

## Deep Basin – Dépenses d'investissement

En ce qui concerne le Deep Basin, la société préconise une approche méthodique en ce qui a trait aux activités de mise en valeur. En 2017, les dépenses d'investissement sont axées sur le forage et le conditionnement des puits de production horizontaux visant des gaz riches en liquides dans le corridor du Deep Basin.

	Période du 17 mai au 30 septembre 2017
(en millions de dollars)	
Forage et conditionnement	47
Installations	11
Autres	19
<b>Dépenses d'investissement<sup>1)</sup></b>	<b>77</b>

1) Comprennent celles liées aux actifs de prospection et d'évaluation ainsi qu'aux immobilisations corporelles.

## Activités de forage

Période du  
17 mai au  
30 septembre  
2017

(en puits nets, à moins d'indication contraire)

Forés	10
Conditionnés	4
Raccordés	3

### Dépenses d'investissement futures

Les dépenses d'investissement du Deep Basin pour 2017 devraient être de l'ordre de 160 M\$ à 180 M\$.

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.

### 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 le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 s'est établie à 91 M\$ et à 136 M\$, respectivement.

## HYDROCARBURES CLASSIQUES (ACTIVITÉS ABANDONNÉES)

Les plans de la société pour la sortie de ses actifs d'hydrocarbures classiques existants progressent bien. Le 29 septembre 2017, la société a clôturé la vente des actifs de Pelican Lake, y compris le projet adjacent Grand Rapids, pour un produit brut en trésorerie de 975 M\$. Le 25 septembre 2017, elle a annoncé la vente des actifs de pétrole brut et de gaz naturel de Suffield dans le sud de l'Alberta pour un produit brut en trésorerie de 512 M\$, majoré d'un APAD. Au 30 septembre 2017, la juste valeur estimée de l'APAD se situait entre 5 M\$ et 10 M\$. Le 19 octobre 2017, Cenovus a annoncé la sortie des activités de pétrole brut et de gaz naturel de Palliser dans le sud de l'Alberta pour un produit brut en trésorerie de 1,3 G\$. Les deux ventes devraient se clôturer au quatrième trimestre, sous réserve des conditions de clôture d'usage. Le processus de vente du projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du CO<sub>2</sub> de Weyburn se déroule comme prévu, et la société prévoit faire l'annonce d'une autre sortie d'actifs au quatrième trimestre. 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 troisième trimestre de 2017 par rapport à 2016 sont les suivants :

- la comptabilisation d'une perte de 603 M\$ à la vente des actifs de Pelican Lake et du projet adjacent Grand Rapids;
- l'augmentation de 13 % du prix de vente moyen des liquides, qui s'est établi à 49,79 \$ le baril;
- des prix nets opérationnels relatifs aux liquides et au gaz naturel, exception faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques, de 20,37 \$ le baril (20,63 \$ le baril en 2016) et de 0,53 \$ le kpi<sup>3</sup> (1,25 \$ le kpi<sup>3</sup> en 2016), respectivement;
- une production moyenne de liquides de 53 697 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 75 M\$, soit une baisse de 32 %.

Les résultats du secteur Hydrocarbures classiques pour le troisième trimestre comprennent ceux des actifs de Suffield et de Pelican Lake.

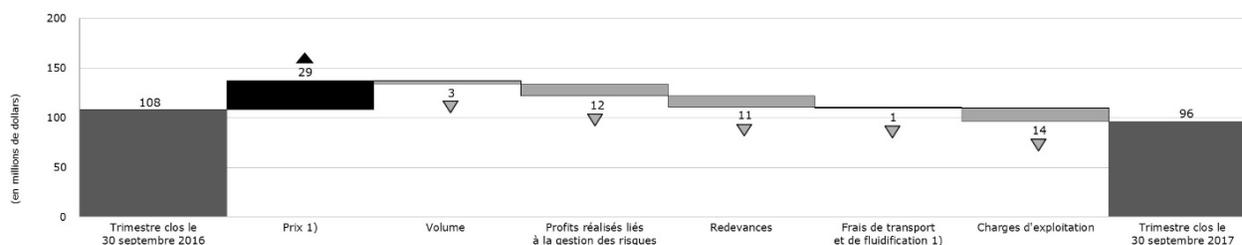
## Hydrocarbures classiques – liquides

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

#### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre	
	2017	2016
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>268</b>	242
Déduire : redevances	<b>43</b>	32
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>225</b>	210
<b>Charges</b>		
Transport et fluidification	<b>41</b>	40
Activités d'exploitation	<b>79</b>	65
Taxe sur la production et impôts miniers	<b>4</b>	4
(Profit) perte lié à la gestion des risques	<b>5</b>	(7)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>96</b>	108
Dépenses d'investissement	<b>41</b>	39
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>55</b>	69

#### 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 variété 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 49,79 \$ le baril au troisième trimestre de 2017, soit une hausse de 13 % 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, facteurs en partie annulés par le raffermissement 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 septembre		
	2017	Variation	2016
Pétrole lourd	<b>25 549</b>	<b>(9) %</b>	28 096
Pétrole léger et moyen	<b>26 947</b>	<b>6 %</b>	25 311
LGN	<b>1 201</b>	<b>12 %</b>	1 074
	<b>53 697</b>	<b>(1) %</b>	54 481

La production totale a fléchi légèrement en 2017 par rapport à 2016 principalement en raison des baisses normales de rendement prévues en partie compensées par l'augmentation de la production de pétrole léger et moyen du fait du programme de forage lié au pétrole averse dans le sud de l'Alberta. Cenovus a graduellement réduit son programme de forage au début du troisième trimestre en raison de la vente imminente de ces actifs.

#### 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 troisième 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 taux de redevance et d'une augmentation des prix de vente, facteurs en partie annulés par un recul des volumes de vente. Au troisième trimestre de 2017, le taux de redevance réel relatif aux liquides pour l'ensemble des biens du secteur Hydrocarbures classiques s'est établi à 19,0 % (15,8 % 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. En 2017 et en 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 légèrement augmenté au troisième trimestre de 2017. Les frais de transport ont augmenté à cause des coûts accrus associés à l'optimisation des ventes, en partie compensés par un recul des volumes de vente. Les frais de fluidification ont été relativement stables, car la hausse des prix des condensats a été en grande partie contrebalancée par une baisse des volumes de condensats.

#### Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de la société au troisième trimestre de 2017 ont été les travaux de reconditionnement, les coûts de main-d'œuvre, l'électricité, les taxes foncières et les coûts de location, ainsi que les réparations et la maintenance. Les charges d'exploitation ont augmenté de 24 % pour atteindre 16,02 \$ le baril, principalement à cause des facteurs suivants :

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

Au troisième trimestre de 2017, les taxes sur la production et les impôts miniers ont été stables par rapport à celles de 2016.

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

(\$/b)	Pétrole lourd		Pétrole léger et moyen	
	Trimestres clos les 30 septembre			
	2017	2016	2017	2016
Prix de vente	48,01	40,50	51,91	48,97
Redevances	7,04	3,97	10,22	8,91
Transport et fluidification	5,45	4,86	2,85	2,71
Charges d'exploitation	15,50	12,43	17,19	13,94
Taxe sur la production et impôts miniers	0,01	0,01	1,54	1,48
<b>Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>20,01</b>	19,23	<b>20,11</b>	21,93
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(0,89)	1,50	(1,17)	1,47
<b>Prix net opérationnel, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>19,12</b>	20,73	<b>18,94</b>	23,40

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

### Gestion des risques

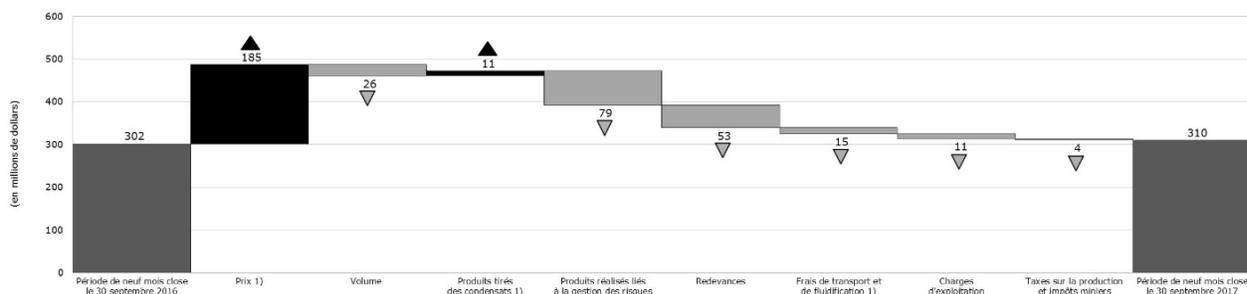
Les activités liées à la gestion des risques du troisième trimestre de 2017 ont donné lieu à des pertes réalisées de 5 M\$ (profits réalisés de 7 M\$ en 2016), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient supérieurs aux prix contractuels.

### Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2017 et 2016

#### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>840</b>	670
Déduire : redevances	<b>133</b>	80
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>707</b>	590
<b>Charges</b>		
Transport et fluidification	<b>139</b>	124
Activités d'exploitation	<b>224</b>	213
Taxe sur la production et impôts miniers	<b>13</b>	9
(Profit) perte lié à la gestion des risques	<b>21</b>	(58)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>310</b>	302
Dépenses d'investissement	<b>173</b>	108
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>137</b>	194

#### 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 33 % pour atteindre 51,03 \$ 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)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2017	Variation	2016
Pétrole lourd	<b>26 466</b>	<b>(10) %</b>	29 276
Pétrole léger et moyen	<b>26 430</b>	<b>1 %</b>	26 200
LGN	<b>1 128</b>	<b>10 %</b>	1 027
	<b>54 024</b>	<b>(4) %</b>	56 503

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 avare dans le sud de l'Alberta. Cenovus a graduellement réduit son programme de forage au début du troisième trimestre en raison de la vente imminente de ces actifs.

### Redevances

Les redevances ont augmenté de 53 M\$ en raison surtout de la hausse des prix de vente, de l'augmentation des taux de redevance et de la baisse des coûts déductibles aux fins des redevances à Weyburn et à Pelican Lake, facteurs en partie contrebalancés par la réduction des volumes de vente. Pour les neuf premiers mois de 2017, le taux de redevance réel relatif aux liquides pour l'ensemble des biens du secteur Hydrocarbures classiques s'est établi à 19,2 % (14,9 % en 2016).

### Charges

#### Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 15 M\$ surtout à cause d'une hausse des frais de fluidification découlant 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 pour les neuf premiers mois de 2017 ont été la main-d'œuvre, les activités de reconditionnement, l'électricité, les taxes foncières et les coûts de location, ainsi que les réparations et la maintenance. Les charges d'exploitation ont augmenté de 1,26 \$ le baril, pour s'établir à 15,17 \$ le baril.

L'augmentation unitaire est principalement attribuable à la contraction des volumes de production, outre l'augmentation des activités de reconditionnement, de réparation et de maintenance, ainsi que la hausse des coûts de l'énergie. L'augmentation a été en partie compensée par la baisse des coûts des produits chimiques du fait de la diminution de la consommation de polymères.

Pour l'exercice à ce jour, la taxe sur la production et les impôts miniers 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	
	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	2017	2016	2017	2016
Prix de vente	47,46	34,18	54,97	43,66
Redevances	6,72	3,06	11,47	7,50
Transport et fluidification	4,44	4,50	2,79	2,74
Charges d'exploitation	14,30	12,94	16,68	15,52
Taxe sur la production et impôts miniers	0,01	-	1,77	1,15
<b>Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>21,99</b>	13,68	<b>22,26</b>	16,75
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(1,47)	3,98	(1,46)	3,88
<b>Prix net opérationnel, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>20,52</b>	17,66	<b>20,80</b>	20,63

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 des neuf premiers mois de l'exercice ont donné lieu à des pertes réalisées de 21 M\$ (profits réalisés de 58 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>62</b>	86	<b>247</b>	221
Déduire : redevances	<b>2</b>	3	<b>12</b>	8
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>60</b>	83	<b>235</b>	213
<b>Charges</b>				
Transport et fluidification	<b>3</b>	4	<b>10</b>	12
Activités d'exploitation	<b>39</b>	35	<b>117</b>	113
Taxe sur la production et impôts miniers	-	-	<b>1</b>	-
(Profit) perte lié à la gestion des risques	<b>(2)</b>	-	<b>(2)</b>	1
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>20</b>	44	<b>109</b>	87
Dépenses d'investissement	<b>1</b>	2	<b>7</b>	6
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>19</b>	42	<b>102</b>	81

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

### Comparaison des trimestres et des périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2017 et 2016

#### Produits des activités ordinaires

##### Prix

Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2017, le prix de vente moyen obtenu par la société pour le gaz naturel a diminué de 22 % pour s'établir à 1,94 \$ le kpi<sup>3</sup>, ce qui cadre avec le recul du prix de référence AECO. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, le prix de vente moyen obtenu par la société pour le gaz naturel a diminué de 22 % pour s'établir à 2,58 \$ le kpi<sup>3</sup>, ce qui cadre avec la hausse du prix de référence AECO.

##### Production

La production s'est inclinée de 6 % pour se chiffrer à 350 Mpi<sup>3</sup> par jour au troisième trimestre de 2017. Pour l'exercice à ce jour, la production a fléchi de 8 % pour se chiffrer à 351 Mpi<sup>3</sup> par jour, en raison des baisses normales de rendement prévues.

##### Redevances

Les redevances ont diminué légèrement au troisième trimestre en raison de la baisse des prix de vente et de la réduction de la production. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, elles ont augmenté en raison de la hausse des prix de vente, en partie annulée par les baisses de production. Le taux de redevance moyen s'est chiffré à 5,1 % au troisième trimestre et pour l'exercice à ce jour (4,5 % et 4,4 %, respectivement, en 2016).

#### Charges

##### Transport

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, les principales composantes des charges d'exploitation de la société ont été les taxes foncières et les frais de location, la main-d'œuvre, ainsi que les réparations et la maintenance. Les charges d'exploitation ont augmenté pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 en raison surtout de l'augmentation des réparations et de la maintenance.

##### Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques se sont traduites par des profits réalisés de 2 M\$ au troisième trimestre de 2017 et pour l'exercice à ce jour (néant au troisième trimestre de 2016 et pertes réalisées de 1 M\$ pour les neuf premiers mois de 2016), ce qui cadre avec le fait que les prix contractuels de la société ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

## Hydrocarbures classiques – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Pétrole lourd	14	11	30	34
Pétrole léger et moyen	27	28	143	74
Gaz naturel	1	2	7	6
<b>Dépenses d'investissement<sup>1)</sup></b>	<b>42</b>	<b>41</b>	<b>180</b>	<b>114</b>

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

Les dépenses d'investissement du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 ont été consacrées principalement aux investissements de maintien et à l'achat de dioxyde de carbone à Weyburn. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, les dépenses d'investissement ont aussi porté sur le forage de puits de pétrole avare dans le sud de l'Alberta. Cenovus a réduit graduellement son programme de forage au début du troisième trimestre en raison de la vente imminente de ces actifs. Si les dépenses d'investissement ont augmenté par rapport à 2016, c'est 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)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016
Pétrole brut	24	1
Remises en production	-	84
Puits d'exploration stratigraphique bruts	26	27

Les travaux de forage des neuf premiers mois 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

Nous avons mis à jour nos prévisions pour 2017 afin de rendre compte des activités de sortie d'actifs récemment conclues ou prévues. Les prévisions révisées de la société relativement aux dépenses d'investissement pour l'exercice 2017 complet du secteur Hydrocarbures classiques se situent dans une fourchette de 210 M\$ à 225 M\$; elles visent principalement les investissements de maintien. Les prévisions ont été réduites d'environ 13 % par rapport à celles du 26 juillet 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 troisième trimestre de 2017, aucune dotation à l'amortissement et à l'épuisement n'a été comptabilisée en raison du classement du secteur Hydrocarbures classiques dans les actifs détenus en vue de la vente conformément aux IFRS. En 2016, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement comprenait des pertes de valeur de 210 M\$ et de 65 M\$ relativement à l'unité génératrice de trésorerie (« UGT ») Nord de l'Alberta et à l'UGT Suffield, respectivement.

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement a reculé de 687 M\$ pour l'exercice à ce jour en raison de pertes de valeur de 445 M\$ comptabilisées en 2016, de la décision visant la sortie des actifs du secteur Hydrocarbures classiques et de la contraction des volumes de vente.

## 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, la société a chargé en moyenne 10 542 et 11 166 barils bruts par jour, respectivement (15 186 et 12 487 barils bruts par jour en 2016, respectivement).

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

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
<b>Capacité liée au pétrole brut</b> (kb/j)	<b>460</b>	460	<b>460</b>	460
<b>Production de pétrole brut</b> (kb/j)	<b>462</b>	463	<b>439</b>	452
Pétrole brut lourd	<b>213</b>	241	<b>205</b>	237
Pétrole léger ou moyen	<b>249</b>	222	<b>234</b>	215
<b>Produits raffinés</b> (kb/j)	<b>490</b>	494	<b>467</b>	479
Essence	<b>239</b>	235	<b>230</b>	235
Distillats	<b>156</b>	152	<b>147</b>	148
Autres	<b>95</b>	107	<b>90</b>	96
<b>Taux d'utilisation du pétrole brut</b> (%)	<b>100</b>	101	<b>95</b>	98

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 brut 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 troisième trimestre, la production de produits raffinés a baissé par rapport à 2016, en raison essentiellement des travaux de maintenance non prévus dans les deux raffineries survenus en 2017. Les volumes de pétrole brut 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 par rapport à 2016, ainsi que des travaux de maintenance non prévus aux deux raffineries en 2017. 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Produits des activités ordinaires	<b>2 161</b>	2 245	<b>7 162</b>	5 962
Produits achetés	<b>1 782</b>	2 004	<b>6 295</b>	5 144
<b>Marge brute</b>	<b>379</b>	241	<b>867</b>	818
<b>Charges</b>				
Charges d'exploitation	<b>168</b>	172	<b>579</b>	557
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	1	<b>4</b>	23
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>211</b>	68	<b>284</b>	238
Dépenses d'investissement	<b>38</b>	51	<b>124</b>	156
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>173</b>	17	<b>160</b>	82

### **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 septembre 2017, la marge brute de la société a monté principalement du fait de l'augmentation des marges de craquage moyennes et de la progression des marges sur la vente de produits secondaires, comme les LGN, le coke et le bitume, attribuable à la hausse des prix réalisés par la société. Ces augmentations de la marge brute ont été en partie contrebalancées par les éléments suivants :

- le rétrécissement des écarts liés au brut lourd;
- le raffermissement du dollar canadien en regard du dollar américain qui a donné lieu à une incidence défavorable d'environ 15 M\$ sur la marge brute.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, la marge brute de la société a augmenté principalement du fait de la hausse des marges de craquage moyennes sur le marché et d'une augmentation des marges sur la vente de produits secondaires. Ces hausses de la marge brute ont été en partie contrebalancées par les éléments suivants :

- le rétrécissement des écarts liés au brut lourd;
- le recul des taux d'utilisation du pétrole brut;
- le raffermissement du dollar canadien en regard du dollar américain qui a donné lieu à une incidence défavorable d'environ 9 M\$ sur la marge brute.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, le coût associé aux numéros d'identification renouvelables (« NIR ») s'est chiffré à 81 M\$ et à 208 M\$, respectivement (80 M\$ et 209 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 troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de 2017 ont été la main-d'œuvre, la maintenance, les services publics et les fournitures. Les charges d'exploitation présentées pour le troisième trimestre ont diminué par rapport à 2016 en raison principalement du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain, en partie contré par l'accroissement des coûts de la main-d'œuvre. 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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Raffinerie de Wood River	24	33	80	108
Raffinerie de Borger	11	16	40	42
Commercialisation	3	2	4	6
	<b>38</b>	51	<b>124</b>	156

Les dépenses d'investissement de 2017 ont été axées sur la maintenance des immobilisations et les travaux visant à assurer la fiabilité des installations. Elles ont diminué au troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de 2017 par rapport à 2016 surtout par suite de l'achèvement des travaux du projet de décongestion à la raffinerie de Wood River au troisième trimestre de 2016.

Nous avons mis à jour nos prévisions pour 2017 après un nouvel examen de notre programme d'investissement. Les dépenses d'investissement révisées du secteur Raffinage et commercialisation pour l'exercice 2017 complet devraient se situer entre 180 M\$ et 200 M\$, somme qui sera affectée principalement aux investissements de maintien et aux travaux d'amélioration de la fiabilité. Les prévisions ont été réduites d'environ 5 % par rapport à celles datées du 26 juillet 2017 pour rendre compte du maintien de la discipline en matière de capital.

### **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 1 M\$ au troisième trimestre et de 5 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 troisième trimestre de 2017, les activités au titre de la gestion des risques ont donné lieu à des pertes latentes de 486 M\$ (pertes latentes de 7 M\$ en 2016). Pour l'exercice à ce jour, les pertes latentes au titre de la gestion des risques se sont chiffrées à 75 M\$ (pertes latentes de 440 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. Pour l'exercice à ce jour, les profits réalisés au titre de la gestion des risques se sont chiffrés à 142 M\$ à l'égard de contrats de change attribuables principalement aux activités de couverture visant le 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 charges financières, des produits d'intérêts, (du profit) de la perte de change, du (profit) au titre de la réévaluation, des coûts de transaction, de la réévaluation du paiement éventuel, des frais de recherche, (du profit) de la perte à la sortie d'actifs et de tout autre (profit) perte.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Frais généraux et frais d'administration	116	71	217	225
Charges financières	191	97	458	292
Produits d'intérêts	(32)	(27)	(59)	(45)
(Profit) perte de change, montant net	(350)	45	(836)	(338)
(Profit) au titre de la réévaluation	-	-	(2 524)	-
Coûts de transaction	1	-	56	-
Réévaluation du paiement éventuel	(43)	-	(109)	-
Frais de recherche	6	5	15	30
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(1)	5	-	6
Autre (profit) perte, montant net	(2)	5	(4)	7
	<b>(114)</b>	201	<b>(2 786)</b>	177

### Charges

#### Frais généraux et frais d'administration

Pour le troisième trimestre de 2017, les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été les coûts de la main-d'œuvre, les primes d'intéressement à long terme et la location de bureaux. Les frais généraux et frais d'administration ont monté de 45 M\$ au troisième trimestre de 2017, en regard de 2016, en raison surtout des coûts de 18 M\$ liés aux services de transition fournis par ConocoPhillips, d'une augmentation de 12 M\$ des primes d'intéressement à long terme versées aux employés par suite d'une hausse du cours de l'action de la société et d'un accroissement de 10 M\$ des coûts de la main-d'œuvre lié surtout à l'acquisition.

Pour l'exercice à ce jour, les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été les coûts de la main-d'œuvre et la location de bureaux. En 2017, les frais généraux et frais d'administration ont diminué de 8 M\$ par rapport à 2016 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;
- une charge hors trésorerie de 7 M\$ relativement à certains locaux à bureaux à Calgary en excédent des besoins actuels et à court terme de Cenovus, contre 31 M\$ en 2016;
- la baisse des coûts des technologies de l'information faisant suite à l'amélioration des processus.

Ces baisses ont été atténuées par les coûts d'environ 28 M\$ 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.

## 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. Pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de l'exercice, les charges financières ont crû de 94 M\$ et de 166 M\$, respectivement, 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. La première tranche et une portion de la deuxième tranche de la facilité de crédit-relais engagée de la société ont été remboursées le 29 septembre 2017 à même le produit de la vente des actifs de Pelican Lake et du projet adjacent Grand Rapids. Au 30 septembre 2017, l'encours de la facilité de crédit-relais engagée s'élève à 2,65 G\$. À la même date, aucun montant n'avait été prélevé sur la facilité de crédit engagée actuelle.

Durant le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus était de 4,7 % et de 4,9 %, respectivement (5,3 % en 2016).

## Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
(Profit) perte de change latent	(440)	50	(908)	(341)
(Profit) perte de change réalisé	90	(5)	72	3
	(350)	45	(836)	(338)

Pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de l'exercice 2017, les profits de change latents découlent principalement de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Le dollar canadien s'est apprécié de 4 % et de 8 % par rapport au dollar américain au 30 septembre 2017 en regard du 30 juin 2017 et du 31 décembre 2016, respectivement. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, les profits de change latents découlent aussi de la conversion de la trésorerie libellée en dollars américains accumulée en prévision de l'acquisition.

En 2017, pour le troisième trimestre et l'exercice à ce jour, les pertes de change réalisées sont principalement imputables à une augmentation du nombre de contrats de vente libellés en dollars américains.

## 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 au deuxième trimestre de 2017.

## Coûts de transaction

Pour l'exercice 2017 à ce jour, la société a comptabilisé en charges des coûts de transaction de 56 M\$ liés à l'acquisition.

## 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 de l'acquisition 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 \$ 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 est 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 septembre 2017, le paiement éventuel était évalué à 252 M\$. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, un profit au titre de la réévaluation de 43 M\$ et de 109 M\$, respectivement, a été comptabilisé. Au troisième trimestre de 2017, 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 35,51 \$ US ou 44,28 \$ CA le baril. Les prix à terme trimestriels estimatifs du WCS pour la durée résiduelle de l'entente sont de l'ordre d'environ 42,50 \$ CA à 48,60 \$ 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 15 M\$ au troisième trimestre de 2017 (14 M\$ en 2016) et à 47 M\$ pour l'exercice à ce jour (50 M\$ en 2016).

### Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Charge d'impôt exigible				
Canada	(23)	(71)	(232)	(187)
États-Unis	(39)	-	(40)	1
<b>Total de la charge (du produit) d'impôt exigible</b>	<b>(62)</b>	<b>(71)</b>	<b>(272)</b>	<b>(186)</b>
<b>Charge (produit) d'impôt différé</b>	<b>(48)</b>	<b>5</b>	<b>893</b>	<b>(91)</b>
<b>Charge (produit) d'impôt relativement aux activités poursuivies</b>	<b>(110)</b>	<b>(66)</b>	<b>621</b>	<b>(277)</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)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016
<b>Résultat avant impôt sur le résultat relativement aux activités poursuivies</b>	<b>3 701</b>	(527)
Taux prévu par la loi au Canada	<b>27,0 %</b>	27,0 %
<b>Charge (produit) d'impôt sur le résultat attendu</b>	<b>999</b>	(142)
Incidence des éléments suivants sur l'impôt :		
Écarts avec les taux réglementaires à l'étranger	(31)	(38)
(Gains) pertes en capital non imposables	(148)	(46)
(Gains) pertes en capital non comptabilisés	(121)	(46)
Ajustements découlant de déclarations antérieures	(36)	(48)
Comptabilisation de pertes en capital non comptabilisées antérieurement	(65)	-
Charges non déductibles	3	6
Autres	20	37
<b>Total de la charge (du produit) d'impôt relativement aux activités poursuivies</b>	<b>621</b>	<b>(277)</b>
<b>Taux d'imposition effectif</b>	<b>16,8 %</b>	52,6 %

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 de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, la société a comptabilisé un produit d'impôt exigible lié aux activités poursuivies par suite du report rétrospectif des pertes de l'exercice à l'étude et des exercices antérieurs et des ajustements se rapportant à des exercices antérieurs. Au troisième trimestre, la société a comptabilisé un produit d'impôt différé, plutôt qu'une charge comme en 2016, lié aux activités poursuivies. Pour l'exercice à ce jour, une charge d'impôt différé liée aux activités poursuivies a été inscrite 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.

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, la société a comptabilisé une charge d'impôt de 31 M\$ et de 51 M\$, respectivement, relativement aux activités abandonnées (produit d'impôt de 89 M\$ et de 176 M\$ en 2016, respectivement). La perte liée aux activités abandonnées tient compte d'un produit d'impôt différé de 163 M\$.

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 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. Le taux d'imposition effectif de Cenovus diffère du taux d'imposition prévu par la loi en raison d'un profit de change non imposable latent de 715 M\$.

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
<b>Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :</b>				
Activités d'exploitation	592	310	2 159	697
Activités d'investissement	512	(196)	(14 653)	(835)
<b>Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement</b>	<b>1 104</b>	<b>114</b>	<b>(12 494)</b>	<b>(138)</b>
Activités de financement	(1 009)	(41)	9 227	(125)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	48	(3)	179	8
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>143</b>	<b>70</b>	<b>(3 088)</b>	<b>(255)</b>
			<b>30 septembre 2017</b>	31 décembre 2016
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>			<b>632</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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 de la partie courante du paiement éventuel, le fonds de roulement s'élevait à 1 302 M\$ au 30 septembre 2017, par rapport à 4 423 M\$ au 31 décembre 2016. La diminution du fonds de roulement est imputable 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

Pour le troisième trimestre de 2017, les entrées de trésorerie liées aux activités d'investissement découlent principalement du produit en trésorerie provenant de la sortie des actifs de Pelican Lake et du projet adjacent Grand Rapids, qui a été contrebalancé en partie par une augmentation des dépenses d'investissement. En 2016, les dépenses d'investissement étaient limitées du fait des compressions au chapitre des dépenses au vu de la faiblesse qui caractérisait les prix des marchandises.

Pour l'exercice à ce jour, l'augmentation des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement s'explique principalement par l'acquisition et une augmentation des dépenses d'investissement, facteurs qui ont été compensés en partie par le produit provenant de la sortie des actifs de Pelican Lake et du projet adjacent Grand Rapids. En 2016, les dépenses d'investissement étaient limitées du fait des compressions au chapitre des dépenses au vu de la faiblesse qui caractérisait les prix des marchandises.

### Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Les sorties de trésorerie liées aux activités de financement ont augmenté au troisième trimestre de 2017 en raison principalement du remboursement de la première tranche et d'une partie de la deuxième tranche de la facilité de crédit-relais engagée. Pour l'exercice à ce jour, l'accroissement des entrées de trésorerie liées aux activités de financement s'explique principalement par l'émission de titres d'emprunt et d'actions ordinaires en vue de financer l'acquisition, qui a été contrée en partie par le remboursement d'une partie de la facilité de crédit-relais engagée.

La dette totale au 30 septembre 2017 s'établissait à 12 094 M\$ (6 332 M\$ au 31 décembre 2016), compte tenu de billets non garantis de premier rang libellés en dollars américains de 9 547 M\$ sans remboursement en capital exigible avant le 15 octobre 2019 (1,3 G\$ US) et d'un montant de 2,65 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 5 762 M\$ de la dette totale est principalement imputable au financement de l'acquisition.

Au 30 septembre 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 (collectivement, les « billets de 2017 »). En parallèle avec le placement des billets de 2017, la société a convenu de procéder à une offre publique d'échange (l'« offre d'échange ») visant les billets de 2017, aux termes de laquelle les porteurs auront le droit d'échanger les billets de 2017 contre de nouveaux billets assortis des mêmes termes et dispositions, sauf qu'ils ne seraient pas assujettis à des restrictions relatives au transfert.

### **Prospectus préalable de base**

Le 10 octobre 2017, Cenovus a déposé un prospectus préalable de base qui lui permet 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 7,5 G\$ US ou l'équivalent dans d'autres devises. Le prospectus préalable de base permet également à la société de procéder à l'offre d'échange et à ConocoPhillips d'offrir, si elle le décide à l'occasion, les actions ordinaires qu'elle a acquises dans le cadre de l'acquisition. Le prospectus préalable de base est en vigueur jusqu'en novembre 2019 et remplace le prospectus préalable de base de 5,0 G\$ US, qui aurait expiré en mars 2018. Les émissions effectuées aux termes du prospectus sont assujetties aux conditions du marché.

### **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 composait 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. Le 29 septembre 2017, la première tranche et une partie de la deuxième tranche ont été remboursées, ce qui a ramené le montant impayé sur la facilité à 2,65 G\$ au 30 septembre 2017. Nous nous attendons à rembourser le solde de la facilité de crédit-relais engagée au moyen du produit des sorties d'actifs annoncées et d'autres désinvestissements prévus.

### **Actions ordinaires**

Dans le cadre de l'acquisition, Cenovus a conclu, le 6 avril 2017, une convention de placement d'actions ordinaires par prise ferme visant 187,5 millions d'actions ordinaires, pour un produit brut de 3,0 G\$.

### **Dividendes**

Durant le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, la société a versé un dividende de 0,05 \$ par action, ou 62 M\$, et de 0,15 \$ par action, ou 164 M\$, respectivement (0,05 \$ par action ou 41 M\$ et 0,15 \$ par action ou 124 M\$, respectivement, en 2016). 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 septembre 2017 :

(en millions de dollars)	Échéance	Montant
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Sans objet	632
Facilité de crédit engagée – tranche A	Novembre 2021	3 300
Facilité de crédit engagée – tranche B	Novembre 2020	1 200

### **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 septembre 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.

## 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, la perte sur les activités abandonnées 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.

	<b>30 septembre 2017</b>	31 décembre 2016
Ratio dette nette/capitaux permanents <sup>1), 2)</sup>	<b>37 %</b>	18 %
Ratio dette/capitaux permanents	<b>38 %</b>	35 %
Ratio dette nette/BAIIA ajusté <sup>1)</sup>	<b>4,1 x</b>	1,9 x
Ratio dette/BAIIA ajusté	<b>4,3 x</b>	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, en partie compensée par la hausse des capitaux propres et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. Le ratio dette/BAIIA ajusté a baissé en raison de l'augmentation du BAIIA ajusté par suite de la hausse des prix des marchandises et de l'amplification des volumes de vente dans la foulée de l'acquisition, et sa diminution a été en partie annulée par la hausse du solde de la dette à long terme. La société entend bien se dessaisir des actifs existants du secteur Hydrocarbures classiques afin de réduire son endettement.

Au 30 septembre 2017, le ratio dette/BAIIA ajusté et le ratio dette nette/BAIIA ajusté de Cenovus s'établissaient à 4,3 x et à 4.1 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 septembre 2017. Le montant de la dette et celui de la dette nette sont établis au 30 septembre 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.

## 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.

30 septembre 2017	<b>Nombre d'unités en circulation</b> (en milliers)	<b>Nombre d'unités pouvant être exercées</b> (en milliers)
Actions ordinaires	<b>1 228 790</b>	<b>S. O.</b>
Options sur actions	<b>42 864</b>	<b>36 326</b>
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	<b>15 537</b>	<b>1 633</b>

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 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 septembre 2017, le total des engagements s'élevait à 20,7 G\$, dont une tranche de 17,2 G\$ se rapportait à divers engagements liés au transport. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, les engagements de transport de la société ont diminué de 9,1 G\$ en raison surtout du retrait de la société de certaines initiatives en matière de transport, notamment l'annulation du projet de pipeline Énergie Est, et du recours à des contrats, facteurs en partie compensés par de nouveaux contrats de transport fermes. Dans le cadre de l'acquisition, Cenovus a repris des engagements de 3,7 G\$, se composant principalement d'engagements liés au transport visant divers pipelines. Certains des engagements liés au transport, à hauteur de 7,5 G\$, sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou ont été approuvés, mais ne sont pas encore en vigueur (19,2 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 septembre 2017, des lettres de crédit en cours totalisant 257 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.

### **Paiement 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 septembre 2017, la juste valeur estimative du paiement éventuel s'élevait à 252 M\$. Au troisième trimestre de 2017, 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 à la rubrique « 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 ceux du premier et du deuxième trimestre de 2017. De plus, 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, les rapports de gestion du premier et du deuxième trimestre de 2017 et 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, à l'acquisition et aux sorties d'actifs.

## 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 septembre					
	2017			2016		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	9	483	492	(32)	(5)	(37)
Raffinage	-	2	2	1	-	1
Électricité	-	-	-	(3)	-	(3)
Taux d'intérêt	-	1	1	-	12	12
Change	1	-	1	-	-	-
<b>(Profits) pertes liés à la gestion des risques<sup>1)</sup></b>	<b>10</b>	<b>486</b>	<b>496</b>	<b>(34)</b>	<b>7</b>	<b>(27)</b>
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(18)	(132)	(150)	9	(2)	7
<b>(Profits) pertes liés à la gestion des risques, après impôt</b>	<b>(8)</b>	<b>354</b>	<b>346</b>	<b>(25)</b>	<b>5</b>	<b>(20)</b>

1) Compte non tenu de pertes liées à la gestion des risques de 3 M\$ à l'égard de contrats relatifs au secteur Hydrocarbures classiques (profits liés à la gestion des risques de 7 M\$ en 2016), lequel a été classé à titre d'activité abandonnée.

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	2017			2016		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	72	66	138	(138)	359	221
Raffinage	4	(1)	3	(4)	4	-
Électricité	-	-	-	-	(14)	(14)
Taux d'intérêt	-	10	10	-	91	91
Change	(142)	-	(142)	-	-	-
<b>(Profits) pertes liés à la gestion des risques<sup>2)</sup></b>	<b>(66)</b>	<b>75</b>	<b>9</b>	<b>(142)</b>	<b>440</b>	<b>298</b>
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	-	(20)	(20)	37	(120)	(83)
<b>(Profits) pertes liés à la gestion des risques, après impôt</b>	<b>(66)</b>	<b>55</b>	<b>(11)</b>	<b>(105)</b>	<b>320</b>	<b>215</b>

2) Compte non tenu de pertes liées à la gestion des risques de 19 M\$ à l'égard de contrats relatifs au secteur Hydrocarbures classiques (profits liés à la gestion des risques de 57 M\$ en 2016), lequel a été classé à titre d'activité abandonnée.

Au troisième trimestre de 2017 et pour l'exercice à ce jour, 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. Pour l'exercice à ce jour, la société a comptabilisé des profits réalisés à l'égard de contrats de change conclus pour soutenir l'acquisition. La société a par ailleurs comptabilisé des pertes latentes sur ses instruments financiers liés au pétrole brut au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 en raison principalement de la réalisation des positions nettes et des variations des prix de référence.

## **Risques liés à l'acquisition et aux sorties d'actifs**

### ***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 indemnisations 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 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-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 sont traduits par une augmentation considérable de la dette consolidée de Cenovus. Cet endettement accru a fait 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. Le 29 septembre 2017, la société a conclu la première d'une série de sorties d'actifs prévues, soit celle des actifs de Pelican Lake et du projet adjacent Grand Rapids, pour un produit brut en trésorerie de 975 M\$. Le produit net en trésorerie tiré de la vente a été affecté au remboursement partiel de la facilité de crédit-relais engagée de 3,6 G\$. Au 30 septembre 2017, le montant impayé sur la facilité de crédit-relais engagée se chiffrait à 2,65 G\$. Le 25 septembre 2017, la société a annoncé la vente des actifs de Suffield pour un produit brut en trésorerie de 512 M\$, majoré d'un APAD. De plus, le 19 octobre 2017, elle a annoncé la vente des actifs de Palliser pour un produit brut en trésorerie de 1,3 G\$. Ces deux transactions devraient se clôturer au quatrième trimestre de 2017, sous réserve des conditions de clôture d'usage. Le produit net des sorties d'actifs servira à rembourser en partie la facilité de crédit-relais engagée.

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.

#### ***Sorties des actifs de Suffield et de Palliser***

Cenovus a annoncé la vente de ses actifs de Suffield et de Palliser, qui devrait se clôturer au quatrième trimestre. Ces sorties d'actifs sont assujetties à l'obtention des approbations requises des organismes de réglementation et à la satisfaction de certaines conditions de clôture. Rien ne garantit que ces conditions seront remplies ni à quel moment elles le seront, le cas échéant, et la société ne fournit aucune assurance à cet égard. Si ces conditions ne sont pas respectées ou que la société n'est pas dispensée de le faire, les sorties d'actifs ne pourront être clôturées. De plus, un retard considérable dans l'obtention des approbations des organismes de réglementation ou l'imposition de modalités ou de conditions désavantageuses dans les approbations pourrait avoir une incidence défavorable significative sur la capacité de la société à clôturer les sorties d'actifs ainsi que sur ses activités, sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou ses flux de trésorerie après les sorties d'actifs. Si les sorties d'actif ne sont pas conclues comme il a été envisagé qu'elles le soient, la société pourrait subir des conséquences négatives, notamment la perte de confiance des investisseurs.

### **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 septembre 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 de la période de neuf mois close le 30 septembre 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 de la période de neuf mois close le 30 septembre 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. 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 tenant compte de l'effet cumulatif. 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

Mis à part les changements se rapportant à la poursuite de l'intégration des actifs du Deep Basin, comme il en est fait mention plus haut, aucun changement n'a été apporté au contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») ni aux contrôles et procédures de communication de l'information (« CPCI ») au cours du trimestre clos le 30 septembre 2017 qui aurait eu ou serait raisonnablement susceptible d'avoir une incidence significative sur le CIIF ou les CPCI.

Comme le permet le *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs* et conformément à celui-ci, la direction a limité l'étendue et la conception du CIIF et des CPCI en excluant les contrôles, politiques et procédures des actifs du Deep Basin qui ont été acquis le 17 mai 2017 (se reporter à la rubrique « Financement de l'acquisition » du présent rapport de gestion pour en savoir plus). Cette limitation de l'étendue est essentiellement due au temps requis pour que la direction évalue le CIIF et les CPCI relatifs aux actifs du Deep Basin de la même manière que pour ses autres activités. L'information financière sommaire se rapportant aux actifs du Deep Basin incluse dans les états financiers consolidés intermédiaires se présente comme suit :

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2017
Produits des activités ordinaires	187
Marge d'exploitation <sup>1)</sup>	64
Résultat net	(27)
	<b>30 septembre 2017</b>
Actifs courants	130
Actifs non courants <sup>1)</sup>	6 570
Passifs courants	115
Passifs non courants <sup>1)</sup>	621

1) *L'information financière sommaire incluse dans le résultat net, les actifs non courants et les passifs non courants comprend l'information obtenue des systèmes comptables de l'entité acquise avant la conversion complète vers les systèmes de Cenovus, ainsi que l'information financière figurant dans les systèmes comptables de Cenovus, comme les immobilisations corporelles, les actifs de prospection et d'évaluation, les passifs liés au démantèlement et les primes d'intéressement à long terme.*

En outre, la société a repris pour environ 500 M\$ des engagements du Deep Basin formés principalement d'engagements de transport sur divers pipelines.

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 a fourni à Cenovus un deuxième secteur d'exploitation principal dans le Deep Basin. Dans le cadre de ses efforts constants d'optimisation de son portefeuille d'actifs et de désendettement de son bilan, la société a fait part de son intention de vendre ses activités de pétrole brut et de gaz naturel existants du secteur Hydrocarbures classiques au premier semestre de 2017. Au troisième trimestre, elle a clôturé la vente de ses actifs de Pelican Lake et du projet adjacent Grand Rapids et annoncé la vente des actifs de Suffield. De plus, le 19 octobre 2017, elle a annoncé la sortie des actifs de Palliser. Ces deux transactions devraient se clôturer au quatrième trimestre de 2017. Le processus de sortie des autres actifs du secteur Hydrocarbures classiques, notamment le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du dioxyde de carbone de Weyburn, au sud de la Saskatchewan, se déroule bien.

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.

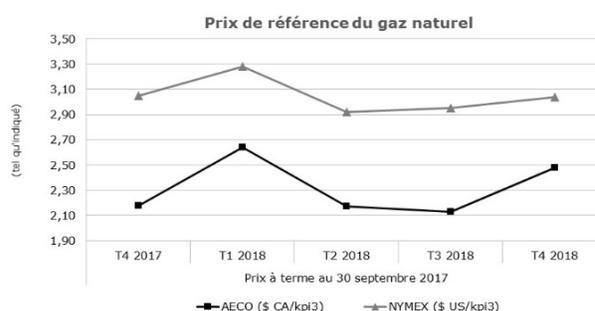
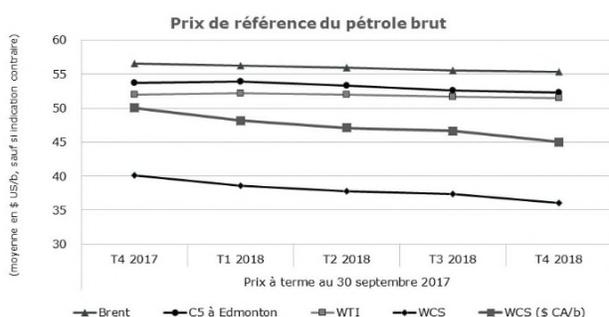
La société a réduit les capitaux nécessaires pour maintenir ses activités de base et faire croître ses projets, ce qui devrait lui permettre de redynamiser la croissance d'une manière disciplinée. La société est d'avis que ces efforts contribueront à assurer sa résilience financière.

L'analyse des perspectives qui suit porte essentiellement sur les 12 à 15 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 :

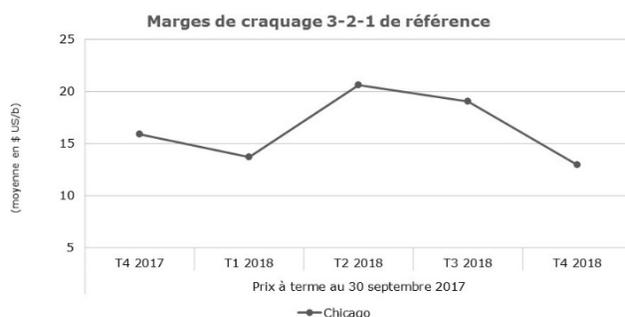
- Selon la société, l'orientation générale des prix du pétrole brut dépendra principalement de la réaction de l'offre au contexte actuel des prix, des répercussions de toute perturbation éventuelle de l'offre et du rythme de croissance de la demande mondiale sous l'influence des événements macroéconomiques. 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 des 15 prochains mois. La capacité de l'OPEP de respecter ses compressions actuelles relatives à la production et l'éventualité d'autres réductions de la production, conjuguées à la croissance annuelle de la demande, devrait soutenir les prix, 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 devienne plus étroit à mesure que les répercussions des phénomènes météorologiques graves se dissiperont et 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 de l'augmentation de l'offre canadienne maintenant qu'ont été réglés les arrêts de production, de la croissance de l'offre liée aux sables bitumineux et de possibles difficultés de transport, facteurs qui seront en partie annulés par l'éventuelle extension des compressions de production de l'OPEP.



Les prix du gaz naturel devraient s'améliorer durant le quatrième trimestre de 2017 et le premier trimestre de 2018 grâce à une période de chauffage hivernal normale et à l'accroissement des exportations américaines de gaz naturel, facteurs qui seront en partie contrebalancés par la croissance prévue de l'offre de gaz naturel en Amérique du Nord. De plus, les activités récentes de maintenance des pipelines et des stations de compression en Alberta se traduiront par un accroissement des exportations de l'Ouest canadien, ce qui contribuera à améliorer les prix AECO.

Les marges de craquage des raffineries américaines devraient baisser durant le quatrième trimestre de 2017 à mesure que la capacité des raffineries sera rétablie après les phénomènes météorologiques graves et à cause de la faiblesse de la demande saisonnière. Les variations de la demande saisonnière entraîneront des fluctuations des marges de craquage des raffineries tout au long de 2018. L'incidence de l'affaiblissement des marges de craquage sur les marges réalisées par les raffineries sera atténuée par l'élargissement de l'écart WTI-WCS, facteur qui favorisera l'avantage au chapitre de la charge d'alimentation des raffineries.

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 majoreront les taux directeurs. La Banque du Canada a augmenté son taux de référence deux fois cette année, 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 du secteur Hydrocarbures 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\$ (montant brut) 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 septembre 2017, du fait de la trésorerie et de la facilité de crédit engagée, la société disposait de liquidités d'environ 5,1 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***

En 2017, Cenovus prévoit que les dépenses d'investissement seront de l'ordre de 1,55 G\$ à 1,65 G\$, soit une baisse de 6 % par rapport aux prévisions datées du 26 juillet 2017, en raison des économies de coûts en cours, des améliorations de l'efficacité et des activités de cession, ainsi que du maintien de la discipline en matière de capital.

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'échelonnnera 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 et la marge***

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 ses actifs et réaliser 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; 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; 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 1<sup>er</sup> novembre 2017, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent, 53,50 \$ US/b; prix du WTI, 50,00 \$ US/b; prix du WCS, 38,25 \$ US/b; prix du gaz naturel au NYMEX, 3,15 \$ US/MBtu; prix du gaz naturel AECO, 2,40 \$/GJ; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 15,50 \$ US/b; taux de change, 0,78 \$ 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 envisagés.

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

## 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 septembre 2017 (en millions de dollars)				
<b>Produits des activités ordinaires</b>				
Chiffre d'affaires brut	2 210	200	331	2 741
Moins les redevances	54	13	45	112
	2 156	187	286	2 629
<b>Charges</b>				
Transport et fluidification	1 066	22	44	1 132
Charges d'exploitation	257	101	118	476
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	4	4
	833	64	120	1 017
<b>Prix nets opérationnels</b>				
(Profit) perte à la gestion des risques	9	-	3	12
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>824</b>	<b>64</b>	<b>117</b>	<b>1 005</b>

	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 septembre 2016 (en millions de dollars)				
<b>Produits des activités ordinaires</b>				
Chiffre d'affaires brut	793	-	330	1 123
Moins les redevances	4	-	35	39
	789	-	295	1 084
<b>Charges</b>				
Transport et fluidification	429	-	44	473
Charges d'exploitation	128	-	102	230
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	4	4
	232	-	145	377
<b>Prix nets opérationnels</b>				
(Profit) perte à la gestion des risques	(35)	-	(7)	(42)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>267</b>	<b>-</b>	<b>152</b>	<b>419</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

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements			Selon le tableau ci-dessus
	Total	Condensats	Stocks	Autres	Total – actifs en amont	
Trimestre clos le 30 septembre 2017 (en millions de dollars)						
<b>Produits des activités ordinaires</b>						
Chiffre d'affaires brut	1 836	885	-	20	2 741	
Moins les redevances	114	-	-	(2)	112	
	1 722	885	-	22	2 629	
<b>Charges</b>						
Transport et fluidification	248	885	(1)	-	1 132	
Charges d'exploitation	469	-	-	7	476	
Taxes sur la production et impôts miniers	4	-	-	-	4	
	1 001	-	1	15	1 017	
<b>Prix nets opérationnels</b>						
(Profit) perte à la gestion des risques	12	-	-	-	12	
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>989</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>15</b>	<b>1 005</b>	

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements			Selon le tableau ci-dessus
	Total	Condensats	Stocks	Autres	Total – actifs en amont	
Trimestre clos le 30 septembre 2016 (en millions de dollars)						
<b>Produits des activités ordinaires</b>						
Chiffre d'affaires brut	762	358	-	3	1 123	
Moins les redevances	39	-	-	-	39	
	723	358	-	3	1 084	
<b>Charges</b>						
Transport et fluidification	115	358	-	-	473	
Charges d'exploitation	227	-	-	3	230	
Taxes sur la production et impôts miniers	4	-	-	-	4	
	377	-	-	-	377	
<b>Prix nets opérationnels</b>						
(Profit) perte à la gestion des risques	(41)	-	-	(1)	(42)	
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>418</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>419</b>	

## 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>	
Période de neuf mois close le 30 septembre 2017 (en millions de dollars)				
<b>Produits des activités ordinaires</b>				
Chiffre d'affaires brut	4 938	324	1 091	6 353
Moins les redevances	117	21	145	283
	<b>4 821</b>	<b>303</b>	<b>946</b>	<b>6 070</b>
<b>Charges</b>				
Transport et fluidification	2 511	32	149	2 692
Charges d'exploitation	618	152	343	1 113
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	14	14
	<b>1 692</b>	<b>119</b>	<b>440</b>	<b>2 251</b>
<b>Prix nets opérationnels</b> (Profit) perte à la gestion des risques	<b>72</b>	<b>-</b>	<b>19</b>	<b>91</b>
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>1 620</b>	<b>119</b>	<b>421</b>	<b>2 160</b>
Période de neuf mois close le 30 septembre 2016 (en millions de dollars)				
<b>Produits des activités ordinaires</b>				
Chiffre d'affaires brut	1 972	-	898	2 870
Moins les redevances	7	-	88	95
	<b>1 965</b>	<b>-</b>	<b>810</b>	<b>2 775</b>
<b>Charges</b>				
Transport et fluidification	1 228	-	136	1 364
Charges d'exploitation	359	-	331	690
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	9	9
	<b>378</b>	<b>-</b>	<b>334</b>	<b>712</b>
<b>Prix nets opérationnels</b> (Profit) perte à la gestion des risques	<b>(165)</b>	<b>-</b>	<b>(57)</b>	<b>(222)</b>
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>543</b>	<b>-</b>	<b>391</b>	<b>934</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

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Selon le tableau ci-dessus Total – actifs en amont
	Total	Condensats	Stocks	Autres	
Période de neuf mois close le 30 septembre 2017 (en millions de dollars)					
<b>Produits des activités ordinaires</b>					
Chiffre d'affaires brut	4 172	2 147	-	34	6 353
Moins les redevances	284	-	-	(1)	283
	<b>3 888</b>	<b>2 147</b>	<b>-</b>	<b>35</b>	<b>6 070</b>
<b>Charges</b>					
Transport et fluidification	543	2 147	-	2	2 692
Charges d'exploitation	1 098	-	-	15	1 113
Taxes sur la production et impôts miniers	14	-	-	-	14
	<b>2 233</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>18</b>	<b>2 251</b>
<b>Prix nets opérationnels</b> (Profit) perte à la gestion des risques	<b>91</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>91</b>
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>2 142</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>18</b>	<b>2 160</b>
Période de neuf mois close le 30 septembre 2016 (en millions de dollars)					
<b>Produits des activités ordinaires</b>					
Chiffre d'affaires brut	1 790	1 070	-	10	2 870
Moins les redevances	95	-	-	-	95
	<b>1 695</b>	<b>1 070</b>	<b>-</b>	<b>10</b>	<b>2 775</b>
<b>Charges</b>					
Transport et fluidification	345	1 070	(51)	-	1 364
Charges d'exploitation	684	-	-	6	690
Taxes sur la production et impôts miniers	9	-	-	-	9
	<b>657</b>	<b>-</b>	<b>51</b>	<b>4</b>	<b>712</b>
<b>Prix nets opérationnels</b> (Profit) perte à la gestion des risques	<b>(223)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>(222)</b>
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>880</b>	<b>-</b>	<b>51</b>	<b>3</b>	<b>934</b>

## Sables bitumineux

Trimestre clos le 30 septembre 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements			Selon les états financiers consolidés inter-médiaires <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	603	737	1 340	1	863	-	6	2 210
Moins les redevances	43	11	54	-	-	-	-	54
	560	726	1 286	1	863	-	6	2 156
<b>Charges</b>								
Transport et fluidification	126	79	205	-	863	(1)	(1)	1 066
Charges d'exploitation	138	116	254	1	-	-	2	257
<b>Prix nets opérationnels</b>	296	531	827	-	-	1	5	833
(Profit) perte à la gestion des risques	2	7	9	-	-	-	-	9
<b>Marge d'exploitation</b>	294	524	818	-	-	1	5	824

Trimestre clos le 30 septembre 2016 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements			Selon les états financiers consolidés inter-médiaires <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	236	215	451	4	337	-	1	793
Moins les redevances	1	3	4	-	-	-	-	4
	235	212	447	4	337	-	1	789
<b>Charges</b>								
Transport et fluidification	59	33	92	-	337	-	-	429
Charges d'exploitation	68	57	125	2	-	-	1	128
<b>Prix nets opérationnels</b>	108	122	230	2	-	-	-	232
(Profit) perte à la gestion des risques	(16)	(18)	(34)	-	-	-	(1)	(35)
<b>Marge d'exploitation</b>	124	140	264	2	-	-	1	267

Période de neuf mois close le 30 septembre 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements			Selon les états financiers consolidés inter-médiaires <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	1 319	1 541	2 860	7	2 060	-	11	4 938
Moins les redevances	87	30	117	-	-	-	-	117
	1 232	1 511	2 743	7	2 060	-	11	4 821
<b>Charges</b>								
Transport et fluidification	281	170	451	-	2 060	-	-	2 511
Charges d'exploitation	328	280	608	6	-	-	4	618
<b>Prix nets opérationnels</b>	623	1 061	1 684	1	-	-	7	1 692
(Profit) perte à la gestion des risques	33	39	72	-	-	-	-	72
<b>Marge d'exploitation</b>	590	1 022	1 612	1	-	-	7	1 620

Période de neuf mois close le 30 septembre 2016 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements			Selon les états financiers consolidés inter-médiaires <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	490	476	966	9	994	-	3	1 972
Moins les redevances	2	5	7	-	-	-	-	7
	488	471	959	9	994	-	3	1 965
<b>Charges</b>								
Transport et fluidification	172	106	278	-	994	(44)	-	1 228
Charges d'exploitation	192	156	348	8	-	-	3	359
<b>Prix nets opérationnels</b>	124	209	333	1	-	44	-	378
(Profit) perte à la gestion des risques	(79)	(85)	(164)	-	-	-	(1)	(165)
<b>Marge d'exploitation</b>	203	294	497	1	-	44	1	543

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

## Deep Basin

Trimestre clos le 30 septembre 2017  
(en millions de dollars)

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires <sup>1)</sup>
	Total		Autres	Total – Deep Basin	
<b>Produits des activités ordinaires</b>					
Chiffre d'affaires brut	187		13	200	
Moins les redevances	13		-	13	
	174		13	187	
<b>Charges</b>					
Transport et fluidification	20		2	22	
Charges d'exploitation	96		5	101	
Taxes sur la production et impôts miniers	-		-	-	
<b>Prix nets opérationnels</b>	58		6	64	
(Profit) perte à la gestion des risques	-		-	-	
<b>Marge d'exploitation</b>	58		6	64	

Période de neuf mois close le 30 septembre 2017  
(en millions de dollars)

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires <sup>1)</sup>
	Total		Autres	Total – Deep Basin	
<b>Produits des activités ordinaires</b>					
Chiffre d'affaires brut	305		19	324	
Moins les redevances	21		-	21	
	284		19	303	
<b>Charges</b>					
Transport et fluidification	30		2	32	
Charges d'exploitation	143		9	152	
Taxes sur la production et impôts miniers	-		-	-	
<b>Prix nets opérationnels</b>	111		8	119	
(Profit) perte à la gestion des risques	-		-	-	
<b>Marge d'exploitation</b>	111		8	119	

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

## Hydrocarbures classiques

Trimestre clos le 30 septembre 2017 (en millions de dollars)	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
<b>Produits des activités ordinaires</b>										
Chiffre d'affaires brut	111	131	4	246	62	308	22	-	1	331
Moins les redevances	17	26	1	44	3	47	-	-	(2)	45
	94	105	3	202	59	261	22	-	3	286
<b>Charges</b>										
Transport et fluidification	13	7	-	20	3	23	22	-	(1)	44
Charges d'exploitation	35	44	-	79	39	118	-	-	-	118
Taxes sur la production et impôts miniers	-	4	-	4	-	4	-	-	-	4
<b>Prix nets opérationnels</b>	46	50	3	99	17	116	-	-	4	120
(Profit) perte à la gestion des risques	1	3	-	4	(1)	3	-	-	-	3
<b>Marge d'exploitation</b>	45	47	3	95	18	113	-	-	4	117

Trimestre clos le 30 septembre 2016 (en millions de dollars)	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
<b>Produits des activités ordinaires</b>										
Chiffre d'affaires brut	104	114	3	221	86	307	21	-	2	330
Moins les redevances	10	21	1	32	3	35	-	-	-	35
	94	93	2	189	83	272	21	-	2	295
<b>Charges</b>										
Transport et fluidification	13	6	-	19	4	23	21	-	-	44
Charges d'exploitation	32	33	-	65	35	100	-	-	2	102
Taxes sur la production et impôts miniers	-	4	-	4	-	4	-	-	-	4
<b>Prix nets opérationnels</b>	49	50	2	101	44	145	-	-	-	145
(Profit) perte à la gestion des risques	(5)	(2)	-	(7)	-	(7)	-	-	-	(7)
<b>Marge d'exploitation</b>	54	52	2	108	44	152	-	-	-	152

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

## Hydrocarbures classiques

Période de neuf mois close le 30 septembre 2017 (en millions de dollars)	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
<b>Produits des activités ordinaires</b>										
Chiffre d'affaires brut	343	397	13	753	247	1 000	87	-	4	1 091
Moins les redevances	49	83	2	134	12	146	-	-	(1)	145
	294	314	11	619	235	854	87	-	5	946
<b>Charges</b>										
Transport et fluidification	32	20	-	52	10	62	87	-	-	149
Charges d'exploitation	103	121	-	224	117	341	-	-	2	343
Taxes sur la production et impôts miniers	-	13	-	13	1	14	-	-	-	14
<b>Prix nets opérationnels</b>	159	160	11	330	107	437	-	-	3	440
(Profit) perte à la gestion des risques	10	10	-	20	(1)	19	-	-	-	19
<b>Marge d'exploitation</b>	149	150	11	310	108	418	-	-	3	421

Période de neuf mois close le 30 septembre 2016 (en millions de dollars)	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
<b>Produits des activités ordinaires</b>										
Chiffre d'affaires brut	272	315	7	594	221	815	76	-	7	898
Moins les redevances	24	54	2	80	8	88	-	-	-	88
	248	261	5	514	213	727	76	-	7	810
<b>Charges</b>										
Transport et fluidification	36	19	-	55	12	67	76	(7)	-	136
Charges d'exploitation	103	112	-	215	113	328	-	-	3	331
Taxes sur la production et impôts miniers	-	9	-	9	-	9	-	-	-	9
<b>Prix nets opérationnels</b>	109	121	5	235	88	323	-	7	4	334
(Profit) perte à la gestion des risques	(32)	(28)	-	(60)	1	(59)	-	-	2	(57)
<b>Marge d'exploitation</b>	141	149	5	295	87	382	-	7	2	391

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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
<b>Sables bitumineux</b>				
Foster Creek	157 850	76 318	114 466	66 229
Christina Lake	206 338	80 313	150 656	78 838
<b>Total - pétrole brut tiré des Sables bitumineux</b>	364 188	156 631	265 122	145 067
<b>Gaz naturel</b> (en Mpi <sup>3</sup> par jour)	6	18	11	17
<b>Deep Basin</b>				
<b>Total - liquides</b>	32 864	-	16 706	-
<b>Gaz naturel</b> (en Mpi <sup>3</sup> par jour)	495	-	251	-
<b>Hydrocarbures classiques</b>				
Pétrole lourd	25 047	27 953	26 448	28 999
Pétrole léger et moyen	27 494	25 359	26 477	26 322
Liquides du gaz naturel (« LGN »)	1 201	1 074	1 128	1 027
<b>Total - liquides classiques</b>	53 742	54 386	54 053	56 348
<b>Gaz naturel</b> (en Mpi <sup>3</sup> par jour)	350	374	351	382
<b>Total des ventes de liquides</b>	450 794	211 017	335 881	201 415
<b>Total des ventes</b> (en bep par jour)	592 591	276 350	438 028	267 915