



RAPPORT DE GESTION
POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2017

APERÇU DE CENOVUS.....	2
FAITS SAILLANTS DE 2017.....	5
RÉSULTATS D'EXPLOITATION	6
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	8
RÉSULTATS FINANCIERS.....	10
SECTEURS À PRÉSENTER	16
SABLES BITUMINEUX.....	17
DEEP BASIN	21
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	24
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	26
ACTIVITÉS ABANDONNÉES.....	29
RÉSULTATS TRIMESTRIELS	32
RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ	35
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	37
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE.....	41
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE.....	60
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	64
RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE	65
PERSPECTIVES	65
MISE EN GARDE.....	67
ABRÉVIATIONS.....	70
RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS.....	70

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 14 février 2018, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2017 et les notes annexes (les « états financiers consolidés »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 14 février 2018, sauf indication contraire. Le présent rapport de gestion contient de l'information prospective concernant nos prévisions, estimations, projections et hypothèses actuelles. L'information figurant dans le présent rapport de gestion, en ce qui a trait à nos activités pour 2017, tient compte de la conclusion de l'acquisition (telle qu'elle est définie dans le rapport de gestion) du 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 section « Mise en garde ». La direction de Cenovus (la « direction ») a préparé ce rapport de gestion. Le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») a examiné le rapport de gestion et en a recommandé l'approbation au conseil; le conseil l'a approuvé le 14 février 2018. Des renseignements supplémentaires sur Cenovus, notamment ses rapports trimestriels et annuels, sa notice annuelle et le formulaire 40-F qui la concerne peuvent être consultés sur SEDAR, à l'adresse sedar.com, sur EDGAR, à l'adresse sec.gov et sur notre site Web, à l'adresse cenovus.com. L'information sur notre site Web ou qui y est reliée, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie du rapport de gestion.

Mode de présentation

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

Mesures hors PCGR et autres totaux partiels

Certaines mesures financières qui figurent dans le présent document, notamment les prix nets opérationnels, les fonds provenant de l'exploitation ajustés, le résultat d'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation disponibles, la dette, la dette nette, les capitaux permanents et le bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté (« BAIIA ajusté »), ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les IFRS et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. En outre, la marge d'exploitation est un total partiel présenté aux notes 1 et 11 de nos états financiers consolidés. 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 notre liquidité et notre capacité à dégager des fonds pour financer nos 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 d'exploitation », « Résultats financiers », « 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 31 décembre 2017, sa valeur s'établissait à environ 24 G\$. La société est engagée dans la mise en valeur, la production et la commercialisation du pétrole brut, des liquides du gaz naturel (« LGN ») et du gaz naturel dans l'Ouest canadien. Nous exerçons en outre des activités de commercialisation et possède des installations de raffinage aux États-Unis. Pour 2017, la production moyenne de pétrole brut et de LGN (ensemble, les « liquides ») de Cenovus s'est établie à 360 704 barils par jour, la production moyenne de gaz naturel a été de 659 Mpi³ par jour et le total de la production s'est chiffré à 470 490 barils d'équivalent de pétrole par jour. Les raffineries de la société ont traité en moyenne 442 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 470 000 barils bruts par jour de produits raffinés.

Revue de l'exercice

Cenovus a vécu d'importants changements en 2017 : elle a obtenu la propriété exclusive de ses actifs de sable bitumineux, acquis un secteur d'exploitation principal additionnel dans le Deep Basin et cédé la majorité des actifs de son secteur Hydrocarbures classiques. Le 17 mai 2017, Cenovus a acquis, auprès de la société ConocoPhillips et de certaines de ses filiales (ensemble, « ConocoPhillips »), la participation de 50 % que ConocoPhillips détenait dans FCCL Partnership (« FCCL ») et la majorité des actifs de pétrole classique que possédait ConocoPhillips dans l'Ouest canadien, soit dans le Deep Basin en Alberta et en Colombie-Britannique, pour une contrepartie totale de 17,9 G\$ (l'« acquisition »).

L'acquisition a dans les faits doublé notre production liée aux sables bitumineux et nos réserves prouvées de bitume. Nous avons acquis en outre plus de trois millions d'acres nettes de terrains, des actifs de prospection et de production et les infrastructures qui s'y rattachent en Alberta et en Colombie-Britannique (collectivement, les « actifs du Deep Basin »). 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 s'ajouteront à nos investissements dans des actifs de sables bitumineux à cycle de production long.

La contrepartie d'achat comprenait 10,6 G\$ US en trésorerie, avant les ajustements, et 208 millions d'actions ordinaires de Cenovus. La composante en trésorerie de la contrepartie a été financée au moyen des fonds en caisse, d'un prélèvement sur notre facilité de crédit engagée, d'un placement de billets non garantis de premier rang (2,9 G\$ US), d'une facilité de crédit-relais liée à la vente d'actifs engagée (3,6 G\$) (la « facilité de crédit-relais ») et d'un placement d'actions ordinaires par prise ferme (3,0 G\$).

Au second semestre de 2017, nous avons vendu la majorité des actifs de pétrole brut et de gaz naturel de notre secteur Hydrocarbures classiques pour un produit brut en trésorerie totalisant environ 3,2 G\$. Le produit net et les fonds en caisse ont été utilisés pour rembourser en entier et annuler la facilité de crédit-relais. La vente des actifs de Suffield, les actifs résiduels de notre secteur Hydrocarbures classiques, s'est clôturée le 5 janvier 2018 pour un produit brut de 512 M\$. Le produit brut de la totalité des actifs de pétrole brut et de gaz naturel du secteur Hydrocarbures classiques cédés s'est établi globalement à 3,7 G\$, avant les ajustements de clôture, et a donné lieu à un profit avant impôt lié aux activités abandonnées d'environ 1,6 G\$, dont une tranche de 1,3 G\$ a été comptabilisée en 2017.

En décembre 2017, nous avons aussi entrepris la mise en vente de certains de nos biens non essentiels situés dans les zones est et ouest de Clearwater dans le Deep Basin, qui représentent une production d'environ 15 000 bep par jour, afin de rationaliser davantage notre portefeuille et de réduire notre endettement.

En 2017, Cenovus a transformé ses actifs et sa stratégie afin de les recentrer sur la mise en valeur des sables bitumineux et du Deep Basin, ce qui entraînera des occasions de croissance disciplinée et des flux de trésorerie à long terme. Par ailleurs, l'inquiétude des investisseurs concernant l'acquisition, la volatilité des prix des marchandises et certains autres facteurs ont causé un recul de plus de 40 % du cours de nos actions. Au cours des derniers mois, Cenovus a réalisé des progrès considérables en matière de réduction de la dette et a pris des mesures pour adapter la taille de la société au contexte actuel. Le 6 novembre 2017, Alex Pourbaix a été nommé président et chef de la direction de Cenovus; il a par la suite annoncé des changements à la haute direction en décembre 2017.

Le budget de Cenovus pour 2018 a été présenté en décembre; le total des dépenses d'investissement devrait se situer entre 1,5 G\$ et 1,7 G\$. Ce budget reflète l'importance que Cenovus accorde à la gestion disciplinée des capitaux, aux réductions de coûts et au désendettement.

Notre stratégie

Notre stratégie consiste à faire augmenter les flux de trésorerie grâce à la croissance régulière de la production de notre portefeuille de premier plan dans l'industrie, composé d'actifs dans les sables bitumineux et d'actifs de gaz naturel et de LGN du Deep Basin dans l'Ouest canadien. Nous voulons augmenter le cours de nos actions et maximiser la valeur pour les actionnaires en réduisant notre 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, nous nous appuyons sur l'expertise de notre personnel et nous tirons parti de nos avantages stratégiques : actifs de qualité, excellence de l'exécution, intégration à valeur ajoutée, innovation ciblée et réputation d'intégrité.

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 gaz naturel et de LGN 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 nos actifs de prospection et de production, nous possédons 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

Notre démarche d'affaires intégrée contribue à la stabilité de nos flux de trésorerie et maximise la valeur du pétrole et du gaz naturel que nous produisons. Nos participations dans des raffineries de pétrole nous 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 nos engagements en matière de pipelines, nos installations de chargement de pétrole brut dans les trains et nos activités de mise en marché, nous sommes en mesure d'obtenir, pour notre 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, nos usines de cogénération fournissent de façon efficiente de l'énergie à nos installations d'exploitation de sables bitumineux, en plus de vendre l'électricité excédentaire au réseau de l'Alberta.

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 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. Cenovus a l'intention de miser sur la collaboration externe de façon à optimiser ses efforts de développement technologique en 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 diminuer 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 nous exerçons nos activités, les groupes environnementaux, les gouvernements, les Autochtones, les médias, les parties prenantes et le public en général – et mériter leur respect.

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 activités

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 sont situés dans la région de l'Athabasca, dans le nord-est de l'Alberta, et le projet Telephone Lake est situé dans la région de Borealis, dans le nord-est de l'Alberta. 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)

	2017	
	Pétrole brut	Gaz naturel
Marge d'exploitation	2 231	1
Dépenses d'investissement	969	4
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	1 262	(3)

Deep Basin

Nos actifs du Deep Basin se composent 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, en Colombie-Britannique et en Alberta, et comprennent des participations dans de nombreuses installations de traitement du gaz. Les actifs du Deep Basin devraient offrir des possibilités de mise en valeur à cycle de production court qui présentent un potentiel de rendement élevé, qui permettent de compléter la mise en valeur à long terme des sables bitumineux et qui fournissent une couverture économique à l'égard du gaz naturel nécessaire à l'alimentation en carburant des activités liées aux sables bitumineux et des raffineries.

(en millions de dollars)	Période du 17 mai au 31 décembre 2017
Marge d'exploitation	207
Dépenses d'investissement	225
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	(18)

Hydrocarbures classiques

Tous les montants se rapportant aux actifs de notre secteur Hydrocarbures classiques sont comptabilisés dans les activités abandonnées.

À la fin de 2017, nous avons vendu la majorité des actifs de pétrole brut et de gaz naturel de notre secteur Hydrocarbures classiques pour un produit brut totalisant environ 3,2 G\$, ce qui a donné lieu à un profit net avant impôt lié aux activités abandonnées d'environ 1,3 G\$. La vente des actifs résiduels du secteur Hydrocarbures classiques, à savoir ceux de Suffield, s'est clôturée le 5 janvier 2018 pour un produit brut de 512 M\$ et a donné lieu à un profit avant impôt tiré de la vente de 350 M\$.

Le secteur Hydrocarbures classiques produisait du pétrole brut, des LGN et du gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan, et comprenait les actifs de pétrole lourd de 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 du bloc d'actifs de Palliser dans le sud de l'Alberta.

(en millions de dollars)	2017	
	Liquides	Gaz naturel
Marge d'exploitation	360	124
Dépenses d'investissement	195	11
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	165	113

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)	2017
Marge d'exploitation	598
Dépenses d'investissement	180
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	418

FAITS SAILLANTS DE 2017

En 2017, nous avons conclu l'acquisition, qui nous a conféré l'entière propriété de nos activités liées aux sables bitumineux et procuré un secteur d'exploitation principal composé des actifs du Deep Basin.

En tenant compte de la cession des actifs de Suffield, clôturée le 5 janvier 2018, c'est la totalité des actifs de pétrole et de gaz naturel de notre secteur Hydrocarbures classiques qui ont été vendus, pour un produit brut total de 3,7 G\$. Nous avons affecté le produit brut de 3,2 G\$ reçu avant le 31 décembre 2017 et les fonds en caisse au remboursement et à l'extinction de la facilité de crédit-relais de 3,6 G\$ qui avait été utilisée pour financer une partie de l'acquisition.

Les prix du pétrole brut sont demeurés volatils pendant tout l'exercice. Le prix du pétrole brut de référence, le West Texas Intermediate (« WTI »), a varié entre un sommet de 60,42 \$ US le baril et un creux de 42,53 \$ US le baril et a été supérieur en moyenne de 18 % à celui de 2016. Quant au prix du pétrole lourd fluidifié de référence, le Western Canadian Select (« WCS »), il a varié entre un sommet de 44,79 \$ US le baril et un creux de 29,56 \$ US le baril; il a dépassé en moyenne celui de 2016 de 32 %. Les prix du gaz naturel ont aussi été très volatils, se situant entre un sommet de 3,75 \$ par kpi³ et un creux de 1,07 \$ par kpi³, mais se sont établis en moyenne à 16 % de plus qu'en 2016.

En 2017, nous avons :

- produit 470 490 bep par jour, soit 73 % de plus qu'en 2016;
- enregistré un prix net opérationnel de la société moyen tiré des activités poursuivies de 20,89 \$/bep avant la réalisation des couvertures, soit un prix supérieur de 78 % à celui de 2016;
- dégagé une marge d'exploitation sur les activités en amont de 2 394 M\$, exclusion faite du secteur Hydrocarbures classiques, par rapport à 877 M\$ en 2016, surtout grâce à l'acquisition et à la hausse des volumes de vente et des prix de vente de liquides;
- inscrit des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés de 3 059 M\$ et de 2 914 M\$, respectivement, soit une augmentation marquée par rapport à 2016;
- comptabilisé un produit d'impôt de 275 M\$ en raison du changement du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis annoncé en 2017;
- inscrit un bénéfice net provenant des activités poursuivies de 2 268 M\$ (perte nette découlant des activités poursuivies de 459 M\$ en 2016);
- investi des capitaux de 1 661 M\$ qui ont produit des fonds provenant de l'exploitation disponibles de 1 253 M\$, soit le triple des fonds provenant de l'exploitation disponibles de 2016, qui s'étaient chiffrés à 397 M\$;
- sorti la majorité des actifs de pétrole brut et de gaz naturel de notre secteur Hydrocarbures classiques et comptabilisé un profit avant impôt de 1,3 G\$ tiré des activités abandonnées;
- annoncé la nomination d'Alex Pourbaix au poste de président et chef de la direction, en novembre, ainsi que des changements à la haute direction, en décembre;
- réévalué nos projets de prospection et d'évaluation des sables bitumineux en fonction de nos plans d'affaires actuels et radié de ce fait une somme de 887 M\$ au quatrième trimestre au titre des coûts de prospection;
- dévoilé notre budget pour 2018 en décembre, qui cible essentiellement les investissements réfléchis, les réductions de coûts et le désendettement.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les actifs en amont ont continué d'afficher un bon rendement en 2017. La production totale de pétrole brut a progressé, surtout en raison de l'acquisition, et cette progression a été freinée par la sortie des actifs du secteur Hydrocarbures classiques vers la fin de l'exercice.

Volumes de production

	2017	Variation	2016	Variation	2015
Activités poursuivies					
Liquides (b/j)					
Sables bitumineux					
Foster Creek	124 752	78 %	70 244	7 %	65 345
Christina Lake	167 727	111 %	79 449	6 %	74 975
	292 479	95 %	149 693	7 %	140 320
Deep Basin					
Pétrole moyen et léger	3 922	- %	-	- %	-
LGN	16 928	- %	-	- %	-
	20 850	- %	-	- %	-
Production de liquides (b/j)	313 329	109 %	149 693	7 %	140 320
Gaz naturel (Mpi³/j)					
Sables bitumineux	10	(41) %	17	(11) %	19
Deep Basin	316	- %	-	- %	-
	326	1 818 %	17	(11) %	19
Production d'hydrocarbures classiques (bep/j)	-	- %	-	- %	4 163
Production tirée des activités poursuivies (bep/j)	367 635	141 %	152 527	3 %	147 701
Activités abandonnées (Hydrocarbures classiques)					
Liquides (b/j)					
Pétrole lourd	21 478	(26) %	29 185	(15) %	34 256
Pétrole léger et moyen	24 824	(4) %	25 915	(10) %	28 675
LGN	1 073	1 %	1 065	(7) %	1 149
	47 375	(16) %	56 165	(12) %	64 080
Gaz naturel (Mpi³/j)	333	(12) %	377	(8) %	412
Production tirée des activités abandonnées (bep/j)	102 855	(14) %	118 998	(10) %	132 746
Total de la production (bep/j)	470 490	73 %	271 525	(3) %	280 447

En 2017, la production tirée des sables bitumineux a augmenté, principalement grâce à l'acquisition. La production supplémentaire tirée de Foster Creek et de Christina Lake entre le 17 mai 2017, date de clôture de l'acquisition, et le 31 décembre 2017 s'est chiffrée à 76 748 barils par jour et à 102 945 barils par jour, respectivement. À Foster Creek, des volumes de production supplémentaires découlant de la phase d'expansion G ont également été inscrits, contrebalancés en partie par la réduction des volumes découlant de problèmes de traitement temporaires survenus et d'une révision prévue de 20 jours effectuée. La phase d'expansion F de Christina Lake a aussi apporté des volumes de production supplémentaires.

Le total de la production du Deep Basin s'est chiffré en moyenne à 117 138 bep par jour pour la période allant du 17 mai 2017 au 31 décembre 2017. Les volumes supplémentaires attribuables au forage et au conditionnement de puits de production horizontaux au second semestre de l'exercice ont été en partie annulés par les interruptions de la production occasionnées par les indisponibilités de pipelines et d'installations de tiers.

Avant les dessaisissements, la production de liquides du secteur Hydrocarbures classiques a été inférieure à celle de 2016, surtout par suite des baisses normales de rendement prévues, compensées en partie par la nouvelle production tirée de notre programme de forage de puits de pétrole averse au premier semestre de 2017, avant que les investissements de croissance soient réduits en raison de notre décision de nous défaire des actifs de Palliser. La production de gaz naturel de notre secteur Hydrocarbures classiques a diminué en 2017 par rapport à 2016 en raison des baisses normales de rendement prévues.

Réserves de pétrole et de gaz

D'après le rapport préparé par des évaluateurs de réserves indépendants agréés (« ERQI »), nos réserves de bitume prouvées ont crû de 103 % pour s'établir à environ 4,75 milliards de barils, et nos réserves de bitume prouvées et probables ont augmenté de 92 % et s'établissent approximativement à 6,38 milliards de barils. Les réserves prouvées de nos actifs du Deep Basin se situent à 410 Mbeq et leurs réserves prouvées et probables, à 660 Mbeq.

Pour de plus amples renseignements sur nos réserves, se reporter à la section « Réserves de pétrole et de gaz » du présent rapport de gestion.

Prix nets opérationnels liés aux activités poursuivies

Le prix net opérationnel est une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel, définie dans le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*, 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, divisées 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)	2017	2016	2015
Prix de vente	36,86	27,37	30,81
Redevances	2,07	0,17	0,56
Transport et fluidification	5,43	6,51	6,34
Charges d'exploitation	8,46	8,94	9,94
Taxe sur la production et impôts miniers	0,01	-	0,03
Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques¹⁾	20,89	11,75	13,94
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(2,35)	3,22	7,60
Prix net opérationnel, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques¹⁾	18,54	14,97	21,54

1) Exclusion faite des résultats du secteur Hydrocarbures classiques, classé dans les activités abandonnées.

Si notre prix net opérationnel moyen s'est amélioré, c'est essentiellement sous l'effet de 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. Le raffermissement du dollar canadien par rapport à 2016 a eu une incidence négative d'environ 0,78 \$ par bep sur les prix de vente.

Raffinage et commercialisation

La production de pétrole brut et de produits raffinés de 2017 est restée à peu près égale à celle de 2016. Les travaux de maintenance prévus et non prévus aux deux raffineries ont eu une incidence semblable sur la production des deux exercices.

	2017	Variation	2016	Variation	2015
Production de pétrole brut ¹⁾ (kb/j)	442	- %	444	6 %	419
Pétrole lourd ¹⁾	202	(13) %	233	17 %	200
Produits raffinés ¹⁾ (kb/j)	470	- %	471	6 %	444
Taux d'utilisation du pétrole brut ¹⁾ (%)	96	(1) %	97	6 %	91

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

La marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation de 2017 a été supérieure de 73 % à celle de 2016 en raison de l'accroissement des marges de craquage moyennes sur le marché et des marges accrues réalisées sur la vente de nos produits secondaires grâce à la hausse des prix réalisés. Cette hausse a été en partie contrée par le rétrécissement des écarts du pétrole brut lourd, qui a accru le coût de la charge d'alimentation en pétrole brut pour nos raffineries, et par le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

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 section « 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 section « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion et aux notes annexes aux états financiers consolidés.

PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS

En ce qui concerne nos résultats financiers, 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 de nos résultats financiers.

Principaux prix de référence et taux de change¹⁾

(\$ US/b, sauf indication contraire)	T4 2017	T4 2016	2017	Variation	2016	2015
Prix du pétrole brut (\$ US/b)						
Brent						
Moyenne	61,54	51,13	54,82	22 %	45,04	53,64
Fin de la période	66,87	56,82	66,87	18 %	56,82	37,28
WTI						
Moyenne	55,40	49,29	50,95	18 %	43,32	48,80
Fin de la période	60,42	53,72	60,42	12 %	53,72	37,04
Écart moyen Brent/WTI	6,14	1,84	3,87	125 %	1,72	4,84
WCS						
Moyenne	43,14	34,97	38,97	32 %	29,48	35,28
Moyenne (\$ CA/b)	54,84	46,63	50,56	29 %	39,05	45,12
Fin de la période	34,93	38,81	34,93	(10) %	38,81	24,98
Écart moyen WTI/WCS	12,26	14,32	11,98	(13) %	13,84	13,52
Condensats (C5 à Edmonton)						
Moyenne ²⁾	57,97	48,33	51,57	21 %	42,47	47,36
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	(2,57)	0,96	(0,62)	(173) %	0,85	1,44
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	(14,83)	(13,36)	(12,60)	(3) %	(12,99)	(12,08)
Mélange non corrosif mixte (« MSW » à Edmonton)						
Moyenne ³⁾	54,26	46,18	48,49	21 %	40,11	45,32
Fin de la période	53,03	51,26	53,03	3 %	51,26	34,98
Moyenne des prix des produits raffinés						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	74,36	59,46	66,95	19 %	56,24	67,68
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	80,58	61,50	69,09	23 %	56,33	68,12
Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries⁴⁾						
Chicago	21,09	10,96	16,77	28 %	13,07	19,11
Moyenne des prix du gaz naturel						
Prix AECO (\$ CA/kpi ³) ⁵⁾	1,96	2,81	2,43	16 %	2,09	2,77
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³)	2,93	2,98	3,11	26 %	2,46	2,66
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/kpi ³)	1,40	0,86	1,26	42 %	0,89	0,49
Taux de change (\$ US/\$ CA)						
Moyenne	0,787	0,750	0,771	2 %	0,755	0,782

1) Ces prix de référence ne correspondent pas aux prix de vente que nous avons réalisés. Pour obtenir les prix de vente réalisés moyens et les résultats de la gestion des risques de la société, se reporter aux tableaux des prix nets opérationnels des sections « Résultats d'exploitation », « Secteurs à présenter » et « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion.

2) Le prix de référence moyen des condensats en dollars canadiens s'est chiffré à 66,89 \$ le baril en 2017 (56,25 \$ le baril en 2016 et 60,56 \$ le baril en 2015); il s'est chiffré à 73,66 \$ le baril pour le quatrième trimestre (64,44 \$ le baril en 2016).

3) Le prix de référence moyen MSW en dollars canadiens s'est chiffré à 62,89 \$ le baril en 2017 (53,13 \$ le baril en 2016 et 57,95 \$ le baril en 2015); il s'est chiffré à 68,95 \$ le baril pour le quatrième trimestre (61,57 \$ le baril en 2016).

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.

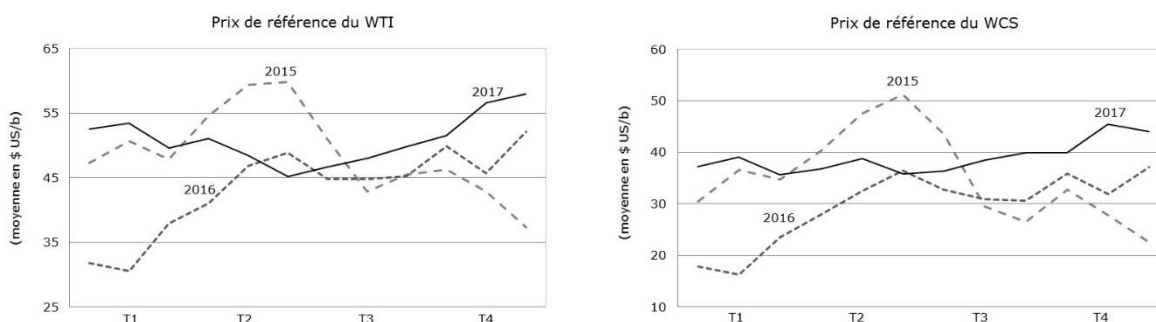
5) Gaz naturel AECO (Alberta Energy Company).

Prix de référence – pétrole brut

En 2017, les prix de référence moyens du Brent, du WTI et du WCS ont augmenté. 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 en 2017, 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. En 2017, les prix de référence du WTI ont reculé par rapport à ceux du Brent, comparativement à 2016, en raison de l'offre plus grande de pétrole brut aux États-Unis et aux perturbations des activités des raffineries causées par les ouragans qui ont balayé la côte américaine du golfe du Mexique et provoqué une hausse des stocks de pétrole brut.

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 en 2017 par rapport à 2016. Le WCS s'est raffermi par rapport au WTI en raison de la diminution temporaire de l'offre de pétrole lourd fluidifié en Alberta et du respect par l'OPEP des réductions de production, ce dernier facteur ayant provoqué une diminution de l'offre mondiale de pétrole lourd.



La fluidification du bitume et du pétrole lourd au moyen de condensats permet le transport de la production par pipelines. Nos ratios de fluidification ont varié dans une fourchette de 10 % à 33 % en 2017. 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.

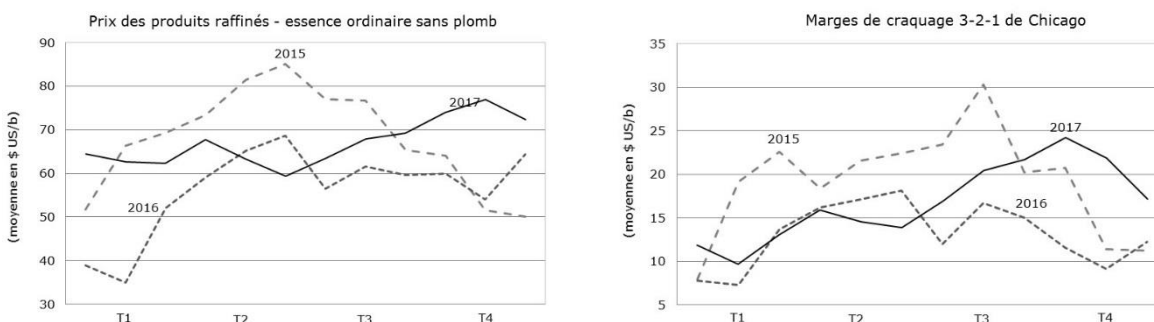
L'écart moyen WTI-condensats a varié de 1,47 \$ US le baril, les condensats se vendant à prime par rapport au WTI en 2017 alors qu'ils se vendaient à escompte en 2016. Cette variation du prix de référence s'explique par la nouvelle demande de diluants par suite de la hausse de la production de pétrole lourd en Alberta et la capacité de réserve minimale 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 progressé en 2017 par rapport à 2016, ce qui cadre avec la hausse globale des prix de référence moyens pour le brut.

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 en 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 en 2017 par rapport à 2016 en raison de l'élargissement de l'écart entre le Brent et le WTI, dont les prix ont suivi les mêmes tendances que les prix du brut à l'échelle mondiale, des importants travaux de maintenance effectués par les raffineries régionales à l'origine de pénuries des produits et de la forte 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 – gaz naturel

Les prix moyens du gaz naturel AECO et NYMEX ont augmenté par rapport à 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. 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

Nos produits des activités ordinaires 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 nous présentons. De même, à mesure que le dollar canadien se déprécie, les résultats que nous présentons augmentent. Nos produits des activités ordinaires ainsi qu'une partie de notre dette à long terme sont libellés en dollars américains. Lorsque le dollar canadien s'apprécie, notre dette libellée en dollars américains donne lieu à des profits de change latents à la conversion en dollars canadiens.

En 2017, le dollar canadien s'est apprécié par rapport au dollar américain, ce qui a eu une incidence négative d'environ 360 M\$ sur nos produits des activités ordinaires, exclusion faite de ceux du secteur Hydrocarbures classiques. Le dollar canadien était plus vigoureux au 31 décembre 2017 qu'au 31 décembre 2016 par rapport au dollar américain, ce qui a donné lieu à des profits de change latents de 665 M\$ à la conversion de notre dette libellée en dollars américains.

RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats financiers consolidés

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

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2017	Variation	2016	Variation	2015
Produits des activités ordinaires	17 043	55 %	11 006	(5) %	11 529
Marge d'exploitation¹⁾					
Des activités poursuivies	2 992	145 %	1 223	(18) %	1 499
Total de la marge d'exploitation	3 483	97 %	1 767	(28) %	2 439
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation					
Des activités poursuivies	2 611	513 %	426	(39) %	696
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 059	255 %	861	(42) %	1 474
Fonds provenant de l'exploitation ajustés²⁾					
Des activités poursuivies	2 447	154 %	965	8 %	896
Total des fonds provenant de l'exploitation ajustés	2 914	105 %	1 423	(16) %	1 691
Résultat d'exploitation²⁾					
Des activités poursuivies	(34)	88 %	(291)	(172) %	(107)
– dilué par action	(0,03)	91 %	(0,35)	(169) %	(0,13)
Total du résultat d'exploitation	126	(133) %	(377)	6 %	(403)
– dilué par action	0,11	(124) %	(0,45)	8 %	(0,49)
Résultat net					
Des activités poursuivies	2 268	(594) %	(459)	(150) %	914
– de base et dilué par action	2,06	(475) %	(0,55)	(149) %	1,12
Total du résultat net	3 366	(718) %	(545)	(188) %	618
– de base et dilué par action	3,05	(569) %	(0,65)	(187) %	0,75
Total de l'actif	40 933	62 %	25 258	(2) %	25 791
Total des passifs financiers à long terme³⁾	9 717	52 %	6 373	(2) %	6 552
Dépenses d'investissement⁴⁾			855	(42) %	1 470
Des activités poursuivies	1 455	70 %	1 026	(40) %	1 714
Total des dépenses d'investissement	1 661	62 %			
Dividendes⁵⁾					
Dividendes en numéraire	225	36 %	166	(69) %	528
– par action	0,20	- %	0,20	(77) %	0,8524

1) Total partiel présenté aux notes 1 et 11 des états financiers consolidés et défini dans le présent rapport de gestion.

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

3) Comprend la dette à long terme, les passifs liés à la gestion des risques et d'autres passifs financiers inclus au poste « Autres passifs » des états consolidés de la situation financière.

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

5) Les dividendes versés sous forme d'actions émises sur le capital autorisé se sont chiffrés à néant en 2017 (néant en 2016 et 182 M\$ en 2015).

Produits des activités ordinaires

(en millions de dollars)	2017 c. 2016	2016 c. 2015
Produits des activités ordinaires de l'exercice comparatif	11 006	11 529
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :		
Sables bitumineux	4 212	(81)
Deep Basin	514	-
Raffinage et commercialisation	1 413	(366)
Activités non sectorielles et éliminations	(102)	(76)
Produits des activités ordinaires à la fin de l'exercice	17 043	11 006

Les produits tirés des actifs en amont des activités poursuivies ont augmenté considérablement en 2017 par rapport à 2016. L'augmentation est attribuable en grande partie à l'acquisition, aux volumes de vente supplémentaires provenant de nos phases d'expansion des sables bitumineux et à la hausse des prix des marchandises. Toutes ces augmentations ont été contrebalancées en partie par le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain et la hausse des redevances.

En 2017, les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté de 17 % par rapport à 2016. Cette augmentation s'explique principalement par une hausse des prix des produits raffinés cadrant avec l'augmentation des prix de référence moyens des produits raffinés à Chicago et a été en partie annulée par 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 notre groupe de commercialisation ont légèrement augmenté en 2017 par rapport à 2016 en raison de la hausse des prix du pétrole brut et des volumes de gaz naturel vendus, annulée en partie par la baisse des volumes de pétrole brut et des prix du 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.

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

Marge d'exploitation

La marge d'exploitation est un total partiel présenté aux notes 1 et 11 des états financiers consolidés 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 de nos actifs. 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.

(en millions de dollars)	2017	2016	2015 ¹⁾
Produits des activités ordinaires	17 498	11 359	11 866
(Ajouter) déduire :			
Produits achetés	8 476	7 325	7 709
Transport et fluidification	3 760	1 721	1 816
Charges d'exploitation	1 956	1 243	1 288
Taxe sur la production et impôts miniers	1	-	1
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	313	(153)	(447)
Marge d'exploitation provenant des activités poursuivies	2 992	1 223	1 499
Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)	491	544	940
Total de la marge d'exploitation	3 483	1 767	2 439

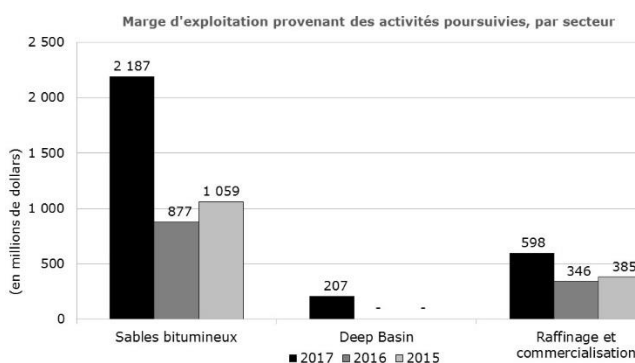
¹⁾ La marge d'exploitation provenant des activités poursuivies de 2015 comprend une somme de 55 M\$ se rapportant à certains actifs assortis de droits de redevances du secteur Hydrocarbures classiques, qui ont été vendus en 2015 et comptabilisés dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations.

La marge d'exploitation provenant des activités poursuivies a considérablement augmenté en 2017 par rapport à 2016, principalement en raison des facteurs suivants :

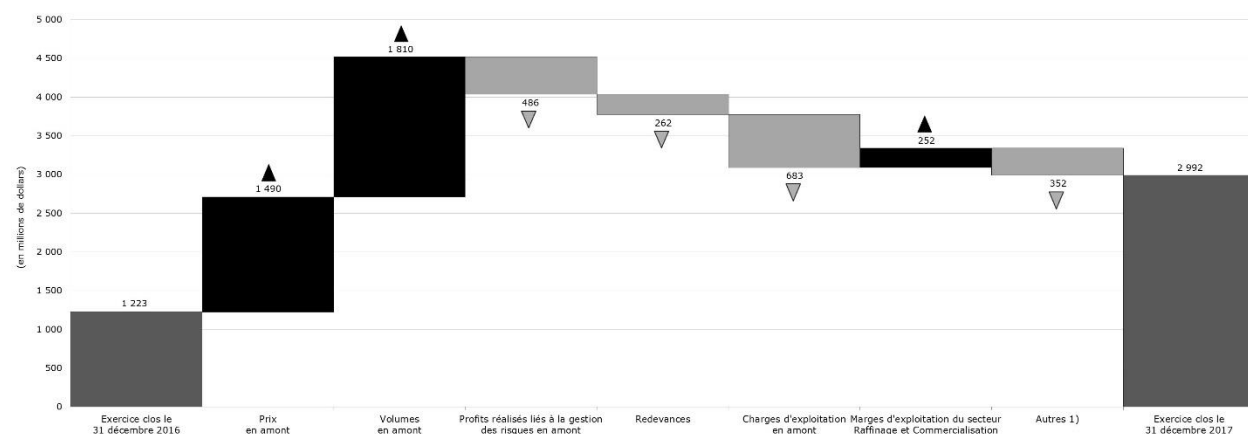
- l'augmentation des volumes de vente;
- la hausse du prix de vente moyen des liquides;
- l'accroissement de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation.

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

- l'accroissement des frais de transport et de fluidification causé surtout par la hausse des prix des condensats et l'augmentation des volumes de condensats requis pour la fluidification de notre production accrue tirée des sables bitumineux;
- l'augmentation des charges d'exploitation en amont principalement attribuable à l'acquisition et à la hausse des coûts de carburant par suite de la croissance de la consommation de gaz naturel;
- les pertes réalisées de 307 M\$ liées à la gestion des risques, en regard de profits de 179 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 les volumes de vente supplémentaires.



Variation de la marge d'exploitation provenant des activités poursuivies



1) L'élément Autres comprend la valeur des condensats vendus pour la fluidification du 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 provenant des activités poursuivies figurent à la section « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

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)

	2017	2016	2015
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation¹⁾	3 059	861	1 474
(Ajouter) déduire :			
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(107)	(91)	(107)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	252	(471)	(110)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés¹⁾	2 914	1 423	1 691

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

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, 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. Ces facteurs ont été 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 en 2017 s'explique essentiellement par la baisse des comptes débiteurs et des stocks, compensée en partie par l'augmentation de l'actif d'impôt exigible et la diminution des comptes créditeurs. En 2016, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement était essentiellement attribuable à l'augmentation des comptes débiteurs et à l'accroissement des stocks, neutralisés en partie par la hausse des comptes créditeurs.

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.

(en millions de dollars)

	2017	2016	2015
Résultat provenant des activités poursuivies, avant impôt	2 216	(802)	890
Ajouter (déduire) :			
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ¹⁾	729	554	195
(Profit) perte de change latent autre que d'exploitation ²⁾	(651)	(196)	1 064
(Profit) lié à la réévaluation	(2 555)	-	-
(Profit) perte à la sortie d'actifs	1	6	(2 392)
Résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies, avant impôt	(260)	(438)	(243)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(226)	(147)	(136)
Résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies	(34)	(291)	(107)
Résultat d'exploitation provenant des activités abandonnées	160	(86)	(296)
Total du résultat d'exploitation	126	(377)	(403)

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.

Le résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies s'est accru en 2017 par rapport à 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, de la comptabilisation de profits de change latents liés aux activités d'exploitation alors que des pertes de change latentes avaient été comptabilisées à ce poste en 2016, et de la réévaluation du paiement éventuel, facteurs en partie contrebalancés par un accroissement de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement et des coûts de prospection comptabilisés en raison de la réduction de valeur d'actifs.

Résultat net

(en millions de dollars)	2017 c. 2016	2016 c. 2015
Résultat net provenant des activités poursuivies de l'exercice comparatif	(459)	914
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Marge d'exploitation provenant des activités poursuivies	1 769	(276)
Activités non sectorielles et éliminations		
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques	(175)	(359)
Profits (pertes) de change latents	668	1 286
Profit au titre de la réévaluation	2 555	-
Réévaluation du paiement éventuel	138	-
Profits (pertes) à la sortie d'actifs	5	(2 398)
Charges ¹⁾	(149)	(72)
Amortissement et épuisement	(907)	62
Coûts de prospection	(886)	65
Produit d'impôt sur le résultat	(291)	319
Résultat net provenant des activités poursuivies	2 268	(459)

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.

Le résultat net provenant des activités poursuivies de 2017 a augmenté en raison des éléments suivants :

- le profit au titre de la réévaluation de 2 555 M\$ lié à la cession réputée de notre participation préexistante dans FCCL;
- les profits de change latents autres que d'exploitation de 651 M\$ par rapport à des profits de 196 M\$ en 2016;
- le résultat d'exploitation plus élevé mentionné plus haut.

Ces augmentations ont été compensées en partie par une charge d'impôt différé comptabilisée en 2017. Le profit au titre de la réévaluation de la participation préexistante de la société dans FCCL a en effet donné lieu à une charge d'impôt différé, qui a été partiellement neutralisée par un produit d'impôt découlant de la réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis. En 2016, un produit d'impôt différé avait été comptabilisé surtout par suite des pertes liées à la gestion des risques et de la comptabilisation de pertes d'exploitation.

Le résultat net provenant des activités abandonnées de 2017 s'est établi à 1 098 M\$, y compris un profit après impôt de 938 M\$ à la sortie d'actifs du secteur Hydrocarbures classiques. En 2016, les activités abandonnées avaient donné lieu à une perte nette de 86 M\$.

Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	2017	2016	2015
Sables bitumineux	973	604	1 185
Deep Basin	225	-	-
Raffinage et commercialisation	180	220	248
Activités non sectorielles et éliminations	77	31	37
Dépenses d'investissement liées aux activités poursuivies	1 455	855	1 470
Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)	206	171	244
Total des dépenses d'investissement	1 661	1 026	1 714
Acquisitions ¹⁾	18 388	11	87
Sorties d'actifs ¹⁾	(3 210)	(8)	(3 344)
Dépenses d'investissement, montant net²⁾	16 839	1 029	(1 543)

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 liées aux activités poursuivies de 2017 ont augmenté de 600 M\$ en regard de celles de 2016, ce qui reflète notre participation accrue dans FCCL depuis l'acquisition. 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 se rapportaient à la planification de la mise en valeur des actifs et à notre programme de forage et de conditionnement de puits horizontaux pour trouver du gaz naturel riche en liquides dans le corridor du Deep Basin.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les dépenses d'investissement, se reporter à la section « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

Décisions relatives aux dépenses d'investissement

Nous avons maintenant terminé la sortie de la totalité des actifs du secteur Hydrocarbures classiques. Nous continuons néanmoins de nous affaïrer à désendetter notre bilan et avons entrepris la mise en vente de certains actifs non essentiels du Deep Basin dans le but de rationaliser encore notre portefeuille. En plus de notre volonté de poursuivre la réduction de la dette, nous recherchons activement des occasions de réaliser de nouvelles réductions de coûts.

Lorsque le désendettement du bilan aura permis de faire mieux correspondre celui-ci à notre cible en matière de dette, notre approche méthodique 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, nous continuons d'évaluer d'autres occasions commerciales ou financières, notamment des moyens pour dégager des flux de trésorerie de notre 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)	2017	2016	2015
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾	2 914	1 423	1 691
Total des dépenses d'investissement ¹⁾	1 661	1 026	1 714
Fonds provenant de l'exploitation disponibles ^{1), 2)}	1 253	397	(23)
Dividendes en numéraire	225	166	528
	1 028	231	(551)

1) Y compris ceux du secteur Hydrocarbures classiques, qui est comptabilisé dans les 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.

Nous prévoyons que les dépenses d'investissement et les dividendes en numéraire de 2018 seront financés à l'aide des flux de trésorerie générés en interne et des fonds en caisse.

SECTEURS À PRÉSENTER

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

Sables bitumineux, qui se consacre aux activités de mise en valeur et de production de bitume et de gaz naturel dans le nord-est de l'Alberta. Les actifs liés au bitume de Cenovus à Foster Creek, à Christina Lake et à Narrows Lake, ainsi que d'autres projets encore aux premiers stades de la mise en valeur. 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.

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.

En 2017, Cenovus s'est dessaisie de la majorité des actifs de pétrole brut et de gaz naturel de son secteur Hydrocarbures classiques. Les résultats d'exploitation de ce secteur ont donc été présentés à titre d'activités abandonnées, avec retraitement de toutes les périodes précédentes. Ce secteur comprenait la production de pétrole brut classique, de LGN et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan, y compris les actifs de pétrole lourd de Pelican Lake, le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du CO₂ de Weyburn et les zones d'intérêt de pétrole averse. Au 31 décembre 2017, tous les actifs du secteur avaient été vendus, à l'exception de ceux de Suffield, dont la vente s'est clôturée le 5 janvier 2018. Se reporter à la section « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion pour en savoir plus sur le sujet.

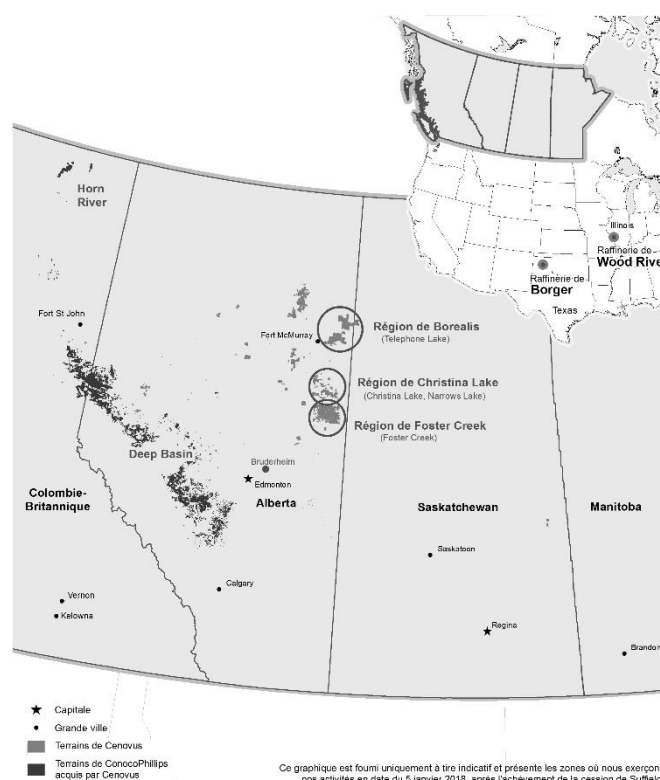
Produits des activités ordinaires par secteur à présenter

(en millions de dollars)

	2017	2016	2015
Sables bitumineux ¹⁾	7 132	2 920	3 001
Deep Basin ²⁾	514	-	-
Raffinage et commercialisation	9 852	8 439	8 805
Activités non sectorielles et éliminations	(455)	(353)	(277)
	17 043	11 006	11 529

1) Les résultats de 2017 de Cenovus tiennent compte de 229 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.

2) Les résultats de 2017 de Cenovus tiennent compte de 229 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, nous détenons la totalité des projets de sables bitumineux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake depuis la conclusion de l'acquisition. De plus, nous sommes propriétaires de plusieurs nouveaux projets en phase initiale de mise en valeur. Le secteur Sables bitumineux comprend 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.

Les principaux événements qui ont eu une incidence sur le secteur Sables bitumineux en 2017, par rapport à 2016, sont les suivants :

- la production de pétrole brut, qui a augmenté de 95 %, 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 24,54 \$ le baril (11,94 \$ le baril en 2016);
- une marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement, de 1 214 M\$, soit une augmentation de 941 M\$.

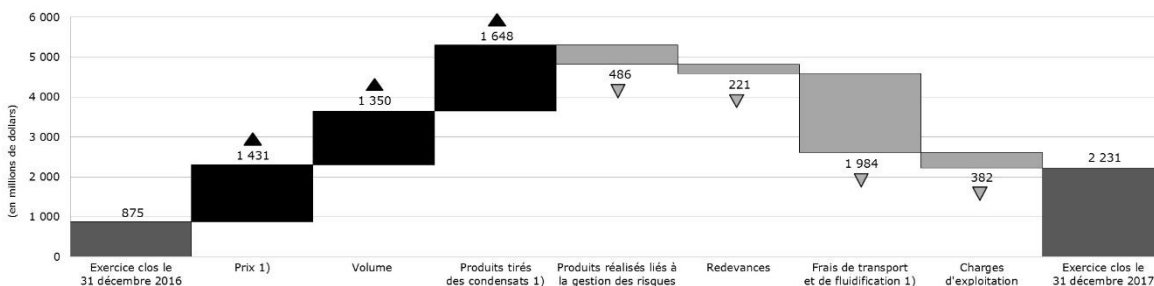
Sables bitumineux – pétrole brut

Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2017	2016	2015
Chiffre d'affaires brut	7 340	2 911	3 000
Déduire : redevances	230	9	29
Produits des activités ordinaires	7 110	2 902	2 971
Charges			
Transport et fluidification	3 704	1 720	1 814
Activités d'exploitation	868	486	511
(Profit) perte lié à la gestion des risques	307	(179)	(400)
Marge d'exploitation	2 231	875	1 046
Dépenses d'investissement	969	601	1 184
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	1 262	274	(138)

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

En 2017, le prix de vente moyen du pétrole brut s'est accru, passant à 41,49 \$ le baril (27,64 \$ 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 1,67 \$ 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. Nos ratios de fluidification se situent dans une fourchette de 25 % à 33 %. Lorsque le coût des condensats augmente par rapport au prix du pétrole brut dilué, notre prix de vente pour le bitume diminue. En raison de la forte demande de condensats à Edmonton, nous achetons aussi des condensats sur le marché des États-Unis. Ainsi, notre coût moyen des condensats 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 nous achetons les condensats et celui où nous les mélangeons avec notre production. Le contexte de hausse des prix devrait être dans une certaine mesure favorable à notre prix de vente du bitume, puisque nous utilisons des condensats achetés plus tôt au cours de l'exercice à un prix moins élevé.

Volumes de production

(b/i)	2017	Variation	2016	Variation	2015
Foster Creek	124 752	78 %	70 244	7 %	65 345
Christina Lake	167 727	111 %	79 449	6 %	74 975
	292 479	95 %	149 693	7 %	140 320

En 2017, la production a augmenté principalement sous l'effet des volumes supplémentaires de 48 080 barils par jour et de 64 437 barils par jour enregistrés respectivement à Foster Creek et à Christina Lake par suite de l'acquisition. L'expansion de la phase G de Foster Creek et l'expansion de la phase F de Christina Lake ont aussi contribué à l'accroissement des volumes. La production à Foster Creek a diminué à cause de problèmes de traitement temporaires et d'une révision prévue de 20 jours effectuée en 2017.

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 en 2017, la proportion du coût des condensats récupéré a augmenté. Le total des volumes de condensats utilisés a augmenté par suite de la hausse des volumes de production.

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.

À Christina Lake, 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)	2017	2016	2015
Foster Creek	11,4	-	1,9
Christina Lake	2,5	1,6	2,8

Les redevances ont augmenté de 221 M\$ en 2017 par rapport à 2016. À Foster Creek, les redevances se sont accrues surtout en raison de la hausse du prix de référence du WTI (dont le taux de redevance est tributaire). 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. En 2016, le taux des redevances moins élevé était attribuable principalement à la faiblesse des prix du pétrole brut vendu, à un recul du prix de référence du WTI 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) et à la hausse des prix de vente du pétrole brut.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 1 984 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 en 2017, essentiellement à cause des frais de transport associés à l'acheminement des condensats entre les divers marchés et nos projets de sables bitumineux.

Les frais de transport ont augmenté, principalement en raison des volumes de vente supplémentaires découlant 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. Nous avons acheminé en moyenne 9 743 barils par jour de pétrole brut par transport ferroviaire (4 906 barils par jour en 2016).

Frais de transport unitaires

À Foster Creek comme à Christina Lake, les frais de transport par baril ont diminué essentiellement grâce à la baisse des tarifs pipeliniers découlant de la proportion accrue de ventes au Canada en 2017. Les frais de transport par baril à Foster Creek ont été en partie contrebalancés par la hausse des coûts ferroviaires occasionnée par les volumes supplémentaires expédiés aux États-Unis par trains-blocs.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de 2017 ont été les coûts de la main-d'œuvre, du carburant, des réparations et de la maintenance, des produits chimiques et des reconditionnements. Si les charges d'exploitation unitaires ont diminué de 6 %, le total des charges d'exploitation, lui, a augmenté de 382 M\$, en raison surtout de l'acquisition, des coûts du carburant plus élevés découlant de la croissance de la consommation, des coûts supplémentaires de réparation et de maintenance et des coûts accrus de la main-d'œuvre et des produits chimiques associés à la phase d'expansion F de Christina Lake. En outre, les coûts des réparations et de la maintenance de même que ceux du traitement et du transport par camion des déchets et des liquides ont augmenté en 2017 à cause de la révision de 20 jours à Foster Creek.

Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	2017	Variation	2016	Variation	2015
Foster Creek					
Carburant	2,44	(1) %	2,46	(12) %	2,80
Autres coûts	8,02	(1) %	8,09	(17) %	9,80
Total	10,46	(1) %	10,55	(16) %	12,60
Christina Lake					
Carburant	2,06	(1) %	2,08	(5) %	2,20
Autres coûts	4,78	(11) %	5,40	(7) %	5,81
Total	6,84	(9) %	7,48	(7) %	8,01
Total	8,40	(6) %	8,91	(12) %	10,13

À Foster Creek, les coûts du carburant par baril ont légèrement diminué par suite de la baisse des prix du gaz naturel, en partie annulée par la croissance de la consommation. Les charges d'exploitation unitaires autres que le carburant par baril ont diminué en 2017, surtout en raison de l'accroissement de la production, facteur contrebalancé en partie par la hausse des coûts d'entretien et de maintenance, l'augmentation des coûts de reconditionnement faisant suite au remplacement d'un plus grand nombre de pompes, la hausse des coûts des produits chimiques et l'augmentation des coûts de traitement et de transport par camion des déchets et des liquides par suite de la révision prévue de 20 jours effectuée au deuxième trimestre. Cette révision, la plus importante effectuée à ce jour, a été accomplie à un coût inférieur au budget.

À Christina Lake, les coûts du carburant par baril ont diminué par suite de la baisse des prix du gaz naturel, en partie annulée par une augmentation 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 opérationnels¹⁾

(\$/baril)	Foster Creek			Christina Lake		
	2017	2016	2015	2017	2016	2015
Prix de vente	43,75	30,32	33,65	39,78	25,30	28,45
Redevances	4,00	(0,01)	0,47	0,87	0,33	0,67
Transport et fluidification	8,73	8,84	8,84	4,52	4,68	4,72
Charges d'exploitation	10,46	10,55	12,60	6,84	7,48	8,01
Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	20,56	10,94	11,74	27,55	12,81	15,05
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(2,95)	3,51	8,60	(2,99)	3,08	7,33
Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	17,61	14,45	20,34	24,56	15,89	22,38

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 de 2017 ont donné lieu à des pertes réalisées de 307 M\$ (profits réalisés de 179 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 en 2017, déduction faite de la consommation interne, s'est chiffrée à 10 Mpi³ par jour (17 Mpi³ par jour en 2016).

La marge d'exploitation s'est établie à 1 M\$ en 2017 (4 M\$ en 2016), diminuant sous l'effet de la baisse des volumes de gaz naturel, elle-même annulée en partie par l'augmentation des prix de vente du gaz naturel.

Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)

	2017	2016	2015
Foster Creek	455	263	403
Christina Lake	426	282	647
	881	545	1 050
Narrows Lake	12	7	47
Telephone Lake	34	16	24
Grand Rapids ¹⁾	1	6	38
Autres ²⁾	45	30	26
Dépenses d'investissement³⁾	973	604	1 185

1) Grand Rapids a été inclus dans le lot d'actifs de Pelican Lake, dont la sortie a été clôturée le 29 septembre 2017.

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

3) 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 de 2017 ont été supérieures de 369 M\$ à celles de 2016; elles tiennent compte du fait que FCCL est la propriété exclusive de Cenovus depuis le 17 mai 2017. À Foster Creek, les dépenses d'investissement de 2017 visaient des investissements de maintien liés à la production actuelle et aux puits stratigraphiques. En 2016, elles comportaient notamment des dépenses d'investissement de maintien consacrées à des puits de production et à des puits d'exploration stratigraphique et des dépenses consacrées à l'achèvement de la phase G.

En 2017, à Christina Lake, les dépenses d'investissement ont surtout été 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.

En 2017 et en 2016, à Narrows Lake, les dépenses d'investissement ont été consacrées essentiellement au forage de puits stratigraphiques visant l'avancement du projet ainsi qu'à la préservation de l'équipement sur place.

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

	Puits d'exploration stratigraphique bruts			Puits de production bruts ¹⁾		
	2017	2016	2015	2017	2016	2015
Foster Creek	96	95	124	41	18	28
Christina Lake	108	104	40	25	35	67
	204	199	164	66	53	95
Narrows Lake	2	1	-	-	-	-
Telephone Lake	13	-	-	-	-	-
Autres ²⁾	1	5	-	-	1	1
	220	205	164	66	54	96

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

2) Grand Rapids a été inclus dans le lot d'actifs de Pelican Lake, dont la sortie a été clôturée le 29 septembre 2017.

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

À Foster Creek, les phases A à G sont actuellement en production. Nous prévoyons que les dépenses d'investissement s'établiront entre 500 M\$ et 550 M\$ en 2018. Nous pensons continuer de les consacrer à des investissements de maintien visant la production existante.

À Christina Lake, les phases A à F sont en production. Les dépenses d'investissement de 2018 devraient se chiffrer entre 500 M\$ et 550 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 2018, il est prévu que les dépenses d'investissement à Narrows Lake se situent entre 5 M\$ et 10 M\$ et portent principalement sur la préservation de l'équipement par suite de l'interruption de la construction à Narrows Lake.

En 2018, les dépenses d'investissement consacrées à la technologie et à diverses autres activités devraient se situer entre 35 M\$ et 45 M\$; elles viseront les projets de développement de la technologie ainsi que les engagements annuels relatifs à l'environnement et à la réglementation.

Les dépenses d'investissement qui seront affectées en 2018 au secteur Sables bitumineux devraient se situer entre 1 040 M\$ et 1 155 M\$. Les lecteurs qui souhaitent en savoir plus sur ce sujet sont invités à prendre connaissance du communiqué de presse publié le 13 décembre 2017 sur les prévisions pour 2018. Ce communiqué peut être consulté sur le site de SEDAR à l'adresse sedar.com, sur celui d'EDGAR à l'adresse sec.gov, ou sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

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. Nous sommes 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.

En 2017, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux a augmenté de 575 M\$, principalement à cause de la hausse des volumes de vente découlant de l'acquisition. Le taux d'épuisement moyen s'est établi à environ 11,50 \$ le baril, en regard de 11,30 \$ le baril en 2016. L'accroissement de ce taux s'explique principalement par l'augmentation de la valeur comptable de nos actifs par suite de la réévaluation de notre participation préexistante dans FCCL et de l'acquisition d'une participation supplémentaire de 50 % dans FCCL, facteurs en partie neutralisés par les ajouts aux réserves prouvées.

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.

Coûts de prospection

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, la direction a déterminé que les coûts engagés à ce jour relativement à certains actifs de prospection et d'évaluation, situés principalement dans la grande région de Borealis, n'étaient pas recouvrables. Nous avons donc comptabilisé dans les coûts de prospection des coûts de 888 M\$ auparavant incorporés à l'actif. En 2016, les coûts de prospection s'étaient chiffrés à 2 M\$.

La décision de la direction reposait sur un examen détaillé des dépenses engagées en date des présentes, les décisions des récentes années de limiter les dépenses à l'égard de ces actifs et l'actuel plan d'affaires à l'égard des dépenses futures. En date des présentes, la direction ne prend aucun autre engagement important en matière de financement mis à part celui requis pour conserver la propriété de cette importante ressource. En outre, les modifications à la réglementation visant le processus de demande de redevances pour les projets de sables bitumineux ont une incidence sur la viabilité économique de ces projets. Les actifs en question sont comptabilisés principalement par l'unité génératrice de flux de trésorerie Borealis, qui fait partie du secteur Sables bitumineux.

DEEP BASIN

Le 17 mai 2017, Cenovus 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 Gpi³ par jour. 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. L'intégration des actifs du Deep Basin est maintenant réussie; la continuité de leur exploitation est maintenue et ils continuent d'être exploités de manière sécuritaire et fiable.

Voici les principaux développements du secteur Deep Basin en 2017 :

- l'intégration réussie des actifs du Deep Basin;
- des dépenses d'investissement totales de 225 M\$ se rapportant au forage de 28 puits de production horizontaux pour trouver du gaz naturel riche en liquides, au conditionnement de 20 puits et à la mise en production de 14 puits;
- des prix nets opérationnels de 7,32 \$ par bep;
- une production totale moyenne de 117 138 bep par jour depuis la date de l'acquisition, soit l'équivalent de 73 492 bep par jour pour l'exercice complet;
- la réalisation d'une marge d'exploitation de 207 M\$.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Période du 17 mai au 31 décembre 2017
Chiffre d'affaires brut	555
Déduire : redevances	41
Produits des activités ordinaires	514
Charges	
Transport et fluidification	56
Activités d'exploitation	250
Taxe sur la production et impôts miniers	1
Marge d'exploitation	207
Dépenses d'investissement	225
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	(18)

Produits des activités ordinaires

Prix

	Période du 17 mai au 31 décembre 2017
LGN (\$/b)	33,05
Pétrole léger et moyen (\$/b)	60,01
Gaz naturel (\$/kpi ³)	2,03
Total d'équivalent de pétrole (\$/bep)	19,52

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.

En 2017, les produits des activités ordinaires tenaient compte de produits liés aux frais de traitement de 31 M\$ relativement aux participations de Cenovus dans les installations de traitement du gaz naturel. Nous n'incluons pas les produits tirés des frais de traitement dans nos mesures de prix unitaires ni dans nos prix nets opérationnels.

Volumes de production

	2017
Liquides	
LGN (b/j)	16 928
Pétrole léger et moyen (b/j)	3 922
	20 850
Gaz naturel (Mpi³/j)	316
Production totale (bep/j)	73 492
Production de gaz naturel (% par rapport au total)	72 %
Production de liquides (% par rapport au total)	28 %

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^{er} 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^{er} 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 redevance 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^{er} 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.

En 2017, notre taux de redevance réel s'est établi à 12,1 % pour les liquides et à 4,4 % pour le gaz naturel.

Charges

Transport

Les frais de transport comprennent les coûts que nous engageons pour acheminer le pétrole brut, le gaz naturel et les LGN du lieu de leur production jusqu'à l'endroit où les produits sont vendus. En 2017, la plus grande partie des produits du Deep Basin ont été vendus sur le marché albertain. Les frais de transport se sont chiffrés en moyenne à 2,08 \$ par bep en 2017.

Charges d'exploitation

Les principales composantes de nos charges d'exploitation de 2017 ont été le coût de la main-d'œuvre, les réparations et la maintenance, la charge liée aux frais de traitement et les taxes foncières et les coûts de location. Depuis l'acquisition, l'optimisation des processus de maintenance a permis l'allongement des intervalles entre les travaux, ce qui s'est traduit par un accroissement des durées de fonctionnement et une réduction des coûts de réparation et de maintenance. En 2017, les charges d'exploitation du secteur Deep Basin se sont élevées à 8,56 \$ par bep, ce qui cadre avec nos prévisions.

Prix nets opérationnels

	Période du 17 mai au 31 décembre 2017
(\$/bep)	
Prix de vente	19,52
Redevances	1,54
Transport et fluidification	2,08
Charges d'exploitation	8,56
Taxe sur la production et impôts miniers	0,02
Prix net opérationnel, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	7,32
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	-
Prix net opérationnel, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	7,32

Deep Basin – Dépenses d'investissement

En 2017, les dépenses d'investissement ont été axées sur la mise en valeur des trois zones en exploitation et ont compris le forage de 24 puits horizontaux nets, en plus de la participation au forage de quatre puits horizontaux nets non exploités ciblant du gaz naturel riche en liquides. Dans la zone Elmworth-Wapiti, nous avons procédé au forage de 9 puits de production horizontaux nets dans les gisements Falher et Montney et au conditionnement de 5 puits nets. Dans la zone Kaybob-Edson, nous avons foré 7 puits de production horizontaux nets dans le gisement de Spirit River et conditionné 5 puits nets. Enfin, pour la zone Clearwater, nous avons effectué le forage de 12 puits de production horizontaux nets dans le gisement de Spirit River et le conditionnement de 10 puits nets.

	Période du 17 mai au 31 décembre 2017
(en millions de dollars)	
Forage et conditionnement	152
Installations	32
Autres	41
Dépenses d'investissement¹⁾	225

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

Activités de forage

Période du
17 mai au
31 décembre
2017

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

Forés ¹⁾	28
Conditionnés	20
Raccordés	14

1) Comprennent 24 puits horizontaux nets et quatre puits horizontaux nets non exploités.

Dépenses d'investissement futures

Les dépenses d'investissement du Deep Basin pour 2018 devraient être de l'ordre de 175 M\$ à 195 M\$.

Nous favorisons une approche méthodique à l'égard des actifs du Deep Basin pour 2018. Nous comptons focaliser les dépenses d'investissement sur plusieurs possibilités de forage, de conditionnement et de raccordement ayant le potentiel de procurer d'excellents rendements et d'accroître la production des installations actuellement sous-exploitées. Les lecteurs qui souhaitent en savoir plus sur ce sujet sont invités à prendre connaissance du communiqué de presse publié le 13 décembre 2017 sur les prévisions pour 2018. Ce communiqué peut être consulté sur le site de SEDAR à l'adresse sedar.com, sur celui d'EDGAR à l'adresse sec.gov, ou sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

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. Nous sommes 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 31 décembre 2017, il a été déterminé que la valeur comptable de l'UGT Clearwater excédait sa valeur recouvrable, et nous avons donc comptabilisé une perte de valeur de 56 M\$ à titre de dotation à la provision pour amortissement et épuisement. Les flux de trésorerie futurs de l'UGT ont diminué par suite de la baisse des prix à terme du pétrole brut et de la révision du plan de mise en valeur. Le total de la charge d'amortissement et d'épuisement se rapportant à Deep Basin s'est chiffré à 331 M\$ en 2017.

Actifs et passifs détenus en vue de la vente

En décembre 2017, nous avons entrepris la mise en vente de certains biens non essentiels situés dans les régions de Clearwater Est et Ouest. Les biens en question produisent actuellement 15 000 bep par jour environ de gaz naturel et de liquides. Ils ont été reclassés dans les actifs détenus en vue de la vente et comptabilisés au plus faible de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée des coûts 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 carburacteur. 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. En 2017, la société a chargé en moyenne 12 176 barils bruts par jour (11 584 barils bruts par jour en 2016).

Voici les principaux développements du secteur Raffinage et commercialisation en 2017, comparativement à 2016 :

- réalisation d'une marge d'exploitation de 598 M\$, soit 73 % de plus qu'en 2016;
- maintien d'une solide utilisation de pétrole brut et d'un bon rendement de l'exploitation des raffineries.

Exploitation des raffineries¹⁾

	2017	2016	2015
Capacité liée au pétrole brut (kb/j)	460	460	460
Production de pétrole brut (kb/j)	442	444	419
Pétrole brut lourd	202	233	200
Pétrole léger ou moyen	240	211	219
Produits raffinés (kb/j)	470	471	444
Essence	238	236	228
Distillats	149	146	137
Autres	83	89	79
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	96	97	91

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 nous procure un avantage sur le plan des coûts de la charge d'alimentation par rapport au traitement du WTI, car nous pouvons 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.

La production de pétrole brut et de produits raffinés de 2017 a été semblable à celle de 2016. Les révisions et les travaux de maintenance prévus ainsi que les travaux de maintenance non planifiés des deux raffineries ont eu le même effet sur la production de pétrole brut et de produits raffinés de 2017 que les travaux de maintenance prévus et non planifiés sur celle de 2016. 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.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2017	2016	2015
Produits des activités ordinaires	9 852	8 439	8 805
Produits achetés	8 476	7 325	7 709
Marge brute	1 376	1 114	1 096
Charges			
Charges d'exploitation	772	742	754
(Profit) perte lié à la gestion des risques	6	26	(43)
Marge d'exploitation	598	346	385
Dépenses d'investissement	180	220	248
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses	418	126	137

Marge brute

Les marges de craquage qu'obtient Cenovus 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.

En 2017, la marge brute du secteur Raffinage et commercialisation a monté principalement en raison des facteurs suivants :

- l'augmentation des marges de craquage moyennes;
- la progression des marges sur la vente de produits secondaires, comme les LGN, attribuable à la hausse des prix réalisés.

Ces augmentations de la marge brute ont été en partie contrebalancées par les éléments suivants :

- le rétrécissement des écarts liés au brut lourd, qui a eu pour effet d'augmenter le coût du brut acheté;
- le raffermissement du dollar canadien en regard du dollar américain qui a donné lieu à une incidence défavorable d'environ 27 M\$ sur la marge brute.

Le coût associé aux numéros d'identification renouvelables (« NIR ») s'est chiffré à 296 M\$ en 2017 (294 M\$ en 2016). 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 ont été la main-d'œuvre, la maintenance, les services publics et les fournitures. Les charges d'exploitation présentées en 2017 ont crû en raison de l'accroissement du coût des travaux de maintenance associés aux révisions prévues au premier trimestre de 2017 et de la hausse du coût des services publics découlant de l'augmentation des prix du gaz naturel.

Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	2017	2016	2015
Raffinerie de Wood River	114	147	162
Raffinerie de Borger	54	66	78
Commercialisation	12	7	8
	180	220	248

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 principalement par suite de l'achèvement des travaux du projet de décongestion à la raffinerie de Wood River au troisième trimestre de 2016.

En 2018, nous comptons investir entre 180 M\$ et 210 M\$, somme qui sera affectée principalement aux investissements de maintien et aux travaux d'amélioration de la fiabilité. Les lecteurs qui souhaitent en savoir plus sur ce sujet sont invités à prendre connaissance du communiqué de presse publié le 13 décembre 2017 sur les prévisions pour 2018. Ce communiqué peut être consulté sur le site de SEDAR à l'adresse sedar.com, sur celui d'EDGAR à l'adresse sec.gov, ou sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

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 trois 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 s'est chiffrée à 215 M\$ en 2017, contre 211 M\$ en 2016.

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, le cas échéant, sur les swaps de taux d'intérêt et les contrats de change. En 2017, les activités au titre de la gestion des risques ont donné lieu à des pertes latentes de 729 M\$ (pertes latentes de 554 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. En 2017, les profits réalisés au titre de la gestion des risques se sont chiffrés à 146 M\$ à l'égard de contrats de change attribuables principalement aux activités de couverture visant le soutien de l'acquisition, qui étaient comptabilisées dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations.

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)	2017	2016	2015
Frais généraux et frais d'administration	308	326	335
Charges financières	645	390	381
Produits d'intérêts	(62)	(52)	(28)
(Profit) perte de change, montant net	(812)	(198)	1 036
(Profit) au titre de la réévaluation	(2 555)	-	-
Coûts de transaction	56	-	-
Réévaluation du paiement éventuel	(138)	-	-
Frais de recherche	36	36	27
(Profit) perte à la sortie d'actifs	1	6	(2 392)
Autre (profit) perte, montant net	(5)	34	2
	(2 526)	542	(639)

Charges

Frais généraux et frais d'administration

En 2017, les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été les coûts de la main-d'œuvre et la location de bureaux. Les frais généraux et frais d'administration de 2017 ont été inférieurs de 18 M\$ à ceux de 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 9 M\$ relativement à certains locaux à bureaux à Calgary en excédent des besoins actuels et à court terme de Cenovus, contre 61 M\$ en 2016;
- la baisse des coûts des technologies de l'information faisant suite à l'amélioration des processus.

Les frais de location de bureaux, qui compte pour un pourcentage important de nos frais généraux et frais d'administration, se sont établis à 95 M\$, soit à peu près le même montant qu'en 2016.

Ces baisses ont été atténuées par les coûts d'environ 40 M\$ liés aux services de transition que fournit ConocoPhillips. Aux termes de la convention d'achat et de vente ayant gouverné l'acquisition, ConocoPhillips a convenu de fournir 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. En 2017, les charges financières ont crû de 255 M\$, principalement en raison des coûts liés à la dette supplémentaire contractée en vue de financer l'acquisition, notamment les billets non garantis de premier rang de 2,9 G\$ US et du montant de 3,6 G\$ prélevé sur la facilité de crédit-relais engagée. La facilité de crédit-relais engagée a été remboursée et éteinte en décembre 2017 à même le produit de la vente des actifs résiduels du secteur Hydrocarbures classiques et des fonds en caisse.

Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus était de 4,9 % en 2017 (5,3 % en 2016).

Change

(en millions de dollars)	2017	2016	2015
(Profit) perte de change latent	(857)	(189)	1 097
(Profit) perte de change réalisé	45	(9)	(61)
	(812)	(198)	1 036

En 2017, les profits de change latents de 665 M\$ découlent de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Au 31 décembre 2017, le dollar canadien par rapport au dollar américain s'était apprécié de 7 % en regard du taux au 31 décembre 2016. 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, 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* (« IFRS 11 »). 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* (« IFRS 10 »), 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 2,6 G\$ (1,9 G\$ après impôts) a été comptabilisé en résultat net au deuxième trimestre de 2017.

Coûts de transaction

En 2017, nous avons 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. Le paiement trimestriel sera 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.

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 31 décembre 2017, le paiement éventuel était évalué à 206 M\$, ce qui a donné lieu à la comptabilisation d'un profit au titre de la réévaluation de 138 M\$. Au quatrième trimestre de 2017, le WCS s'est établi en moyenne à une valeur supérieure à 52 \$ le baril. Par conséquent, un paiement de 17 M\$ est exigible en vertu de la convention.

Le prix à terme moyen du WCS pour la durée résiduelle du paiement éventuel est de 35,51 \$ US ou 44,55 \$ CA le baril. Les prix à terme trimestriels estimatifs du WCS pour la durée résiduelle de l'entente sont de l'ordre d'environ 39,60 \$ CA à 52,60 \$ 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 62 M\$ en 2017 (65 M\$ en 2016 et 105 M\$ en 2015).

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)

	2017	2016	2015
Charge d'impôt exigible			
Canada	(217)	(260)	441
États-Unis	(38)	1	(12)
Charge (produit) d'impôt exigible	(255)	(259)	429
Charge (produit) d'impôt différé	203	(84)	(453)
Total de la charge (du produit) d'impôt relativement aux activités poursuivies	(52)	(343)	(24)

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)

	2017	2016	2015
Résultat avant impôt sur le résultat relativement aux activités poursuivies	2 216	(802)	890
Taux prévu par la loi au Canada	27,0 %	27,0 %	26,1 %
Charge (produit) d'impôt sur le résultat attendu relativement aux activités poursuivies	598	(217)	232
Incidence des éléments suivants sur l'impôt :			
Écarts avec les taux réglementaires à l'étranger	(17)	(46)	(41)
(Gains) pertes en capital non imposables	(148)	(26)	137
(Gains) pertes en capital non comptabilisés	(118)	(26)	135
Ajustements découlant de déclarations antérieures	(41)	(46)	(55)
Comptabilisation de pertes en capital non comptabilisées antérieurement	(68)	-	(149)
Comptabilisation de la base fiscale des actifs américains	-	-	(415)
Modification du taux prévu par la loi	(275)	-	114
Charges non déductibles	(5)	5	7
Autres	22	13	11
Total de la charge (du produit) d'impôt relativement aux activités poursuivies	(52)	(343)	(24)
Taux d'imposition effectif	(2,3) %	(42,8) %	(2,7) %

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. Nous estimons que notre 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.

En 2017, un produit d'impôt exigible a été comptabilisé dans les activités poursuivies découlant du report rétrospectif des pertes de l'exercice à l'étude et des exercices antérieurs et des ajustements se rapportant à des exercices antérieurs. 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; cette charge a été en partie contrebalancée par un produit d'impôt de 275 M\$ résultant de la réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis, qui a été ramené de 35 % à 21 %, ce qui a réduit notre passif d'impôt différé, ainsi que par l'incidence des réductions de valeur des actifs de prospection et d'évaluation.

En 2017, les États-Unis ont promulgué une nouvelle loi fiscale dont voici les grandes lignes :

- une réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés, qui passe de 35 % à 21 %;
- la déductibilité de la totalité des dépenses d'investissement admissibles jusqu'au 1^{er} janvier 2023;
- la limitation à 80 % des pertes fiscales d'exploitation subies après 2017 pouvant être déduites des bénéfices imposables;
- la limitation à 30 % des charges d'intérêt pouvant être déduites des « bénéfices imposables ajustés »;
- l'abandon de règles de base anti-érosion et anti-abus qui ont pour effet de frapper les sociétés d'un impôt minimum qui est fixé à 5 % en 2018 et passera à 10 % en 2019, dans la mesure où les sociétés effectuent des paiements déductibles d'impôt considérables à un membre du même groupe.

En 2017, nous avons comptabilisé une charge d'impôt de 404 M\$ relativement aux activités abandonnées (produit d'impôt de 39 M\$ en 2016), dont une charge d'impôt différé de 347 M\$ se rapporte au profit tiré des activités abandonnées.

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 de taux différents dans d'autres territoires de compétences, 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 des profits de change non imposables et de la comptabilisation de l'avantage lié aux pertes autres qu'en capital et d'un produit relatif à la modification du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis.

ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Après l'acquisition, nous avons annoncé notre intention de nous départir de la totalité des actifs du secteur Hydrocarbures classiques; ce secteur a donc été classé dans les activités abandonnées.

Nous avons vendu la majorité des actifs du secteur Hydrocarbures classiques vers la fin de 2017. La vente des actifs de Suffield, les seuls qu'il restait au 31 décembre 2017, s'est clôturée le 5 janvier 2018 pour un produit brut de 512 M\$. Les dessaisissements réalisés en 2017 se sont traduits par un produit brut en trésorerie de 3,2 G\$ avant les ajustements de clôture et un profit de 1,3 G\$ avant impôt. Les actifs qui ont été vendus sont les suivants :

- Le 29 septembre 2017, nous avons conclu la vente des activités liées au pétrole lourd de Pelican Lake de même que de certains autres actifs divers situés dans le nord de l'Alberta, pour un produit brut en trésorerie de 975 M\$ avant les ajustements de clôture. Une perte sur les activités abandonnées de 623 M\$ avant impôt a été comptabilisée relativement à cette vente;
- Le 7 décembre 2017, les activités liées au pétrole brut et au gaz naturel de Palliser, dans le sud de l'Alberta, ont été vendues pour un produit brut en trésorerie de 1,3 G\$ avant les ajustements de clôture. Un profit sur les activités abandonnées de 1,6 G\$ avant impôt a été comptabilisé relativement à cette vente;
- Le 14 décembre 2017 s'est clôturée la vente de nos actifs de Weyburn, dans le sud de la Saskatchewan, pour un produit brut en trésorerie de 940 M\$ avant les ajustements de clôture. Un profit sur les activités abandonnées de 276 M\$ avant impôt a été comptabilisé relativement à cette vente.

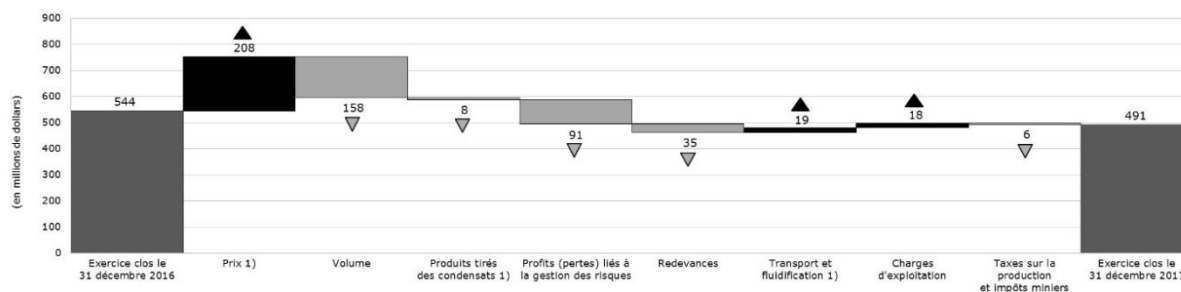
Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2017	2016	2015
Chiffre d'affaires brut	1 309	1 267	1 648
Déduire : redevances	174	139	113
Produits des activités ordinaires	1 135	1 128	1 535
Charges			
Transport et fluidification	167	186	229
Activités d'exploitation	426	444	558
Taxe sur la production et impôts miniers	18	12	17
(Profit) perte lié à la gestion des risques	33	(58)	(209)
Marge d'exploitation	491	544	940
Amortissement et épuisement	192	567	1 121
Coûts de prospection	2	-	71
Charges financières	80	102	101
Résultat provenant des activités abandonnées, avant impôt	217	(125)	(353)
Charge (produit) d'impôt exigible	24	86	145
Charge (produit) d'impôt différé	33	(125)	(202)
Résultat provenant des activités abandonnées, après impôt	160	(86)	(296)
Profit sur les activités abandonnées, après impôt¹⁾	938	-	-
Résultat net provenant des activités abandonnées	1 098	(86)	(296)

1) Déduction faite de la charge d'impôt différé de 347 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

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 ne tient pas compte de l'incidence des achats de condensats.

Produits des activités ordinaires

Prix

	2017	2016	2015
Total - liquides (\$/b)	52,38	40,67	44,31
Gaz naturel (\$/kpi ³)	2,47	2,33	2,92
Total d'équivalent de pétrole (\$/bep)	32,10	26,54	30,51

Nos actifs du secteur Hydrocarbures classiques produisaient une variété de gaz naturel, de LGN et de condensats de même que divers 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.

Volumes de production

(b/j)	2017	Variation	2016	Variation	2015
Liquides					
Pétrole lourd	21 478	(26) %	29 185	(15) %	34 256
Pétrole léger et moyen	24 824	(4) %	25 915	(10) %	28 675
LGN	1 073	1 %	1 065	(7) %	1 149
Total de la production de liquides (b/j)	47 375	(16) %	56 165	(12) %	64 080
Gaz naturel (Mpi³/j)	333	(12) %	377	(8) %	412
Total de la production (bep/j)	102 855	(14) %	118 998	(10) %	132 746

Le total de la production a diminué principalement par suite de la sortie de nos actifs du secteur Hydrocarbures classiques à la fin de 2017 et des baisses normales de rendement prévues. La diminution a été en partie compensée par un accroissement de la production faisant suite à notre programme de forage lié au pétrole avare dans le sud de l'Alberta.

Condensats

À l'heure actuelle, le pétrole lourd 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 ont varié 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 en 2017, la proportion du coût des condensats récupéré a augmenté.

Redevances

Les redevances ont augmenté de 35 M\$ en 2017 en raison surtout de la hausse des prix de vente des liquides, 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. En 2017, le taux de redevance réel relatif aux liquides s'est établi à 19,3 % (16,3 % en 2016) et le taux de redevance moyen relatif au gaz naturel, à 4,8 % (4,7 % en 2016).

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont diminué de 19 M\$ en 2017, surtout parce que la vente de Pelican Lake, clôturée le 29 septembre 2017, a entraîné une réduction de la production et une baisse des volumes de condensats employés. Cette diminution a été en partie annulée par l'augmentation des frais de fluidification causée par la hausse des prix des condensats.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de 2017 ont été les taxes foncières et les frais de location, la main-d'œuvre, les activités de reconditionnement, l'électricité et les travaux de réparation et de maintenance. Les charges d'exploitation ont augmenté de 1,02 \$ le baril. L'augmentation des charges unitaires est imputable essentiellement à la baisse des volumes de production, à l'intensification des travaux de réparation et de maintenance et à la hausse des coûts de l'énergie; elle a été en partie compensée par la réduction des coûts de la main-d'œuvre, la baisse des taxes foncières et des frais de location, la diminution des activités de reconditionnement et la baisse des coûts d'électricité attribuable à la diminution de la consommation et des prix.

En 2017, la taxe sur la production et les impôts miniers ont augmenté du fait de la hausse des prix du pétrole brut.

Prix nets opérationnels

(\$/bep)	2017	2016	2015
Prix de vente	32,10	26,54	30,51
Redevances	4,65	3,18	2,33
Transport et fluidification	1,93	2,08	1,88
Charges d'exploitation	11,25	10,23	11,58
Taxe sur la production et impôts miniers	0,49	0,27	0,35
Prix net opérationnel, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	13,78	10,78	14,37
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(0,88)	1,45	4,50
Prix net opérationnel, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	12,90	12,23	18,87

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques de 2017 ont donné lieu à des pertes réalisées de 33 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.

Résultat net provenant des activités abandonnées

Le bénéfice net provenant des activités abandonnées s'est chiffré à 1 098 M\$ en 2017, comparativement à une perte de 86 M\$ en 2016. Cette importante augmentation est attribuable au profit de 938 M\$ après impôt sur les activités abandonnées et à la baisse de la charge d'amortissement et d'épuisement par suite de notre décision de nous défaire de nos actifs du secteur Hydrocarbures classiques. L'amélioration du résultat net en a été en partie contrée par la hausse de la charge d'impôt et la diminution de la marge d'exploitation.

Dépenses d'investissement – Hydrocarbures classiques

(en millions de dollars)	2017	2016	2015
Pétrole lourd	32	44	63
Pétrole léger et moyen	163	117	168
Gaz naturel	11	10	13
Dépenses d'investissement¹⁾	206	171	244

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

En 2017, les dépenses d'investissement ont été consacrées principalement aux investissements de maintien, à l'achat de CO₂ à Weyburn et au forage de puits de pétrole avare dans le sud de l'Alberta. Notre programme de forage a été suspendu au début du troisième trimestre de 2017 en prévision des sorties d'actifs imminentes. Si les dépenses d'investissement ont été supérieures à celles de 2016, c'est parce que les activités d'investissement se rapportant au pétrole brut avaient été limitées en 2016 en raison de la faiblesse des prix des marchandises.

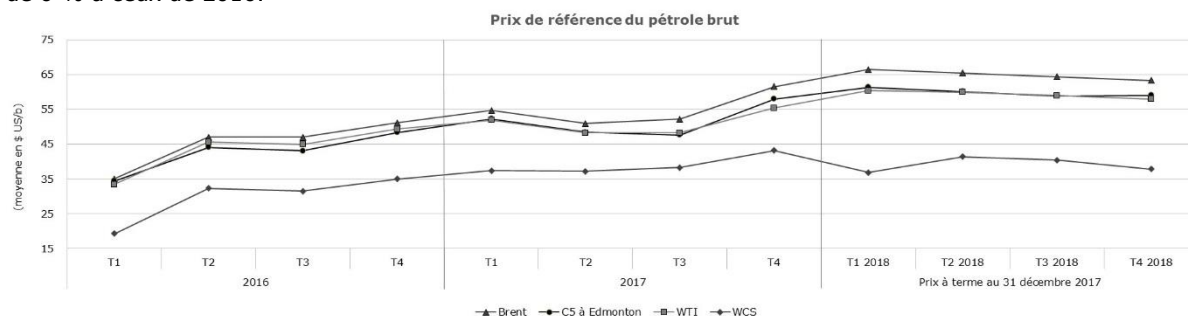
Amortissement et épuisement

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 dotation à l'amortissement et à l'épuisement d'une période donnée. Nous sommes d'avis que cette méthode de calcul de l'amortissement et de l'épuisement attribue à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées.

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement a reculé de 375 M\$ par rapport à l'exercice précédent, principalement en raison des pertes de valeur de 445 M\$ inscrites en 2016 et de la réduction des volumes de vente. En outre, à partir du classement des actifs du secteur Hydrocarbures classiques dans les actifs détenus en vue de la vente, au premier et au deuxième trimestre de 2017, l'amortissement et l'épuisement ont cessé d'être comptabilisés, conformément aux IFRS.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Les résultats des huit derniers trimestres ont été marqués surtout par la volatilité des prix des marchandises, l'acquisition ayant eu une incidence importante sur les trois derniers trimestres. Les prix du pétrole brut ont atteint un creux sur 13 ans, le WTI s'évaluant à 33,45 \$ US le baril en moyenne au premier trimestre de 2016, puis se redressant graduellement pour atteindre 55,40 \$ US le baril en moyenne au quatrième trimestre de 2017. Les prix moyens de référence du WTI et du WCS ont augmenté respectivement de 12 % et de 23 % au quatrième trimestre de 2017 comparativement à 2016. Les prix nets opérationnels de nos activités poursuivies, qui se situaient à 22,38 \$ le bep au quatrième trimestre de 2017, avant les opérations réalisées liées à la gestion des risques, ont été supérieurs de 6 % à ceux de 2016.



(en millions de dollars, sauf les montants par action, à moins d'indication contraire)

	2017				2016			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Volumes de production								
Total – liquides (b/j)	422 157	449 055	333 664	234 914	219 551	208 072	198 080	197 551
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	795	851	620	363	379	392	399	408
Total de la production (bep/j)	554 606	590 851	436 929	295 414	282 718	273 405	264 580	265 551
Total de la production provenant des activités poursuivies (bep/j)	480 497	478 817	322 792	184 001	167 230	156 591	145 604	140 808
Activités de raffinage								
Pétrole brut traité (kb/j)	450	462	449	406	421	463	458	435
Produits raffinés (kb/j)	480	490	476	433	448	494	483	460
Produits des activités ordinaires	5 079	4 386	4 037	3 541	3 324	2 945	2 746	1 991
Marge d'exploitation¹⁾								
Provenant des activités poursuivies	1 018	1 097	572	305	442	335	424	22
Total de la marge d'exploitation	1 088	1 214	731	450	595	487	541	144
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation								
Provenant des activités poursuivies	833	481	1 102	195	22	189	121	94
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	900	592	1 239	328	164	310	205	182
Fonds provenant de l'exploitation ajustés²⁾								
Provenant des activités poursuivies	796	865	603	183	382	296	352	(65)
Total des fonds provenant de l'exploitation ajustés	866	980	745	323	535	422	440	26
Résultat d'exploitation²⁾								
Provenant des activités poursuivies	(533)	240	298	(39)	21	(40)	(3)	(269)
– dilué par action (\$)	(0,43)	0,20	0,27	(0,05)	0,03	(0,05)	-	(0,32)
Total du résultat d'exploitation	(514)	327	352	(39)	321	(236)	(39)	(423)
– dilué par action (\$)	(0,42)	0,27	0,32	(0,05)	0,39	(0,28)	(0,05)	(0,51)
Résultat net								
Provenant des activités poursuivies de base et dilué par action (\$)	(776)	275	2 558	211	(209)	(55)	(231)	36
Total du résultat net de base et dilué par action (\$)	(0,63)	0,22	2,30	0,25	(0,25)	(0,07)	(0,28)	0,04
Total du résultat net	620	(82)	2 617	211	91	(251)	(267)	(118)
de base et dilué par action (\$)	0,50	(0,07)	2,35	0,25	0,11	(0,30)	(0,32)	(0,14)
Dépenses d'investissement³⁾								
Provenant des activités poursuivies	557	396	277	225	202	167	202	284
Total des dépenses d'investissement	583	438	327	313	259	208	236	323
Dividendes								
Dividendes en numéraire	61	62	61	41	42	41	42	41
Par action	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

1) Total partiel présenté aux notes 1 et 11 des états financiers consolidés et défini dans le présent rapport de gestion.

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

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

4) Au deuxième trimestre de 2017, le secteur Hydrocarbures classiques de la société a été classé dans les activités abandonnées. Les chiffres des périodes précédentes ont été retraités en conséquence.

Comparaison des résultats d'exploitation du quatrième trimestre de 2017 et du quatrième trimestre de 2016

Activités poursuivies

Volumes de production

La production totale provenant des activités poursuivies a progressé de 187 % au quatrième trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de 2016. Cet accroissement est principalement attribuable à l'acquisition et aux volumes de production supplémentaires provenant de la phase F de Christina Lake, dont le démarrage a eu lieu au quatrième trimestre de 2016.

Activités de raffinage

Le pétrole brut traité et la production de produits raffinés ont augmenté en 2017, surtout à cause des interruptions de service non planifiées survenues à la raffinerie de Borger au quatrième trimestre de 2016.

Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires ont augmenté de 1 755 M\$ en 2017 en raison surtout des facteurs suivants :

- l'accroissement des volumes de vente par suite de l'acquisition et des volumes de production supplémentaires tirés de la phase F de Christina Lake;
- un redressement de 25 % des prix de vente des liquides tirés des activités poursuivies, qui se sont chiffrés à 45,85 \$ le baril;
- une augmentation des produits tirés du raffinage, en grande partie attribuable à la hausse des prix de ces derniers.

L'augmentation des produits des activités ordinaires a été en partie contrée par les produits inférieurs tirés des ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers par le groupe de commercialisation, le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain et la hausse des redevances sur le pétrole brut.

Marge d'exploitation

La marge d'exploitation provenant des activités poursuivies a monté de 130 % au cours du quatrième trimestre de 2017 en regard de la période correspondante de 2016. La marge d'exploitation en amont s'est élevée de 111 %, en raison surtout de l'accroissement de nos volumes de vente de liquides et de gaz naturel faisant suite à l'acquisition et à l'augmentation des prix de vente moyens obtenus pour les liquides attribuable au redressement des prix de référence.

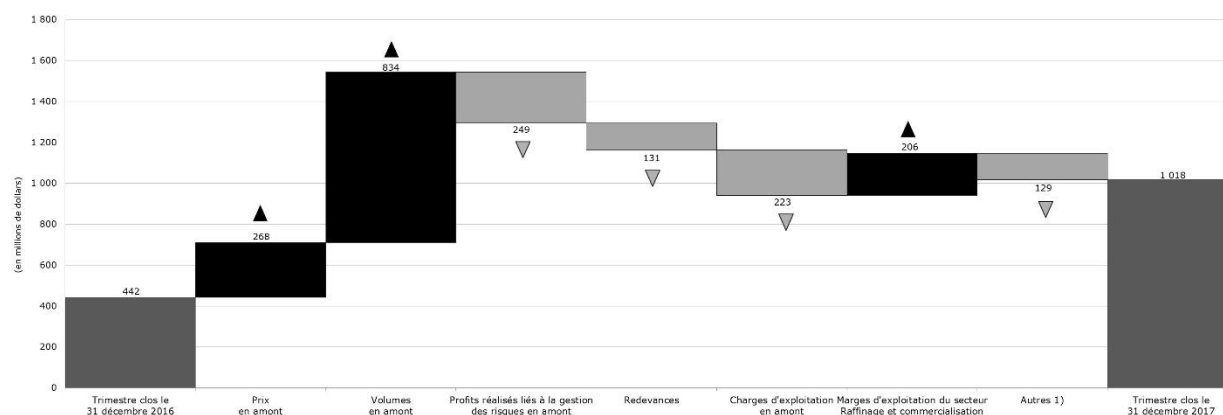
La hausse de la marge d'exploitation provenant des activités poursuivies a été en partie annulée par les éléments suivants :

- l'accroissement des frais de transport et de fluidification associé à la hausse des prix des condensats et à l'augmentation des volumes de condensats nécessaires occasionnée par la production accrue;
- des pertes réalisées de 235 M\$ liées à la gestion des risques, comparativement à des gains de 14 M\$ à ce titre en 2016;
- l'augmentation des charges d'exploitation en amont, sous l'effet essentiellement de l'acquisition;
- la hausse des redevances imputable essentiellement à un redressement du prix de référence du WTI (dont dépend le taux des redevances), à l'accroissement des volumes de vente par suite de l'acquisition et à une augmentation du prix de vente obtenu pour les liquides;
- la réduction des prix de vente moyens pour le gaz naturel, qui cadre avec le fléchissement du prix de référence AECO.

La marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation a augmenté de 206 M\$. Cette croissance est attribuable principalement à l'élargissement des marges de craquage moyennes sur le marché et à la hausse des marges réalisées sur la vente de nos produits secondaires de même qu'à une augmentation des taux d'utilisation du pétrole brut.

La hausse de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation a été en partie annulée par le rétrécissement des écarts sur le pétrole lourd, l'augmentation des charges d'exploitation et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Variation de la marge d'exploitation provenant des activités poursuivies



1) L'élément Autres comprend la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd comptabilisé 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.

Activités abandonnées

Volumes de production

La production totale a diminué de 36 % au quatrième trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de 2016, principalement par suite de la sortie des actifs du secteur Hydrocarbures classiques à la fin de 2017 et des baisses normales de rendement prévues.

Marge d'exploitation

La marge d'exploitation a baissé de 54 % au cours du quatrième trimestre de 2017 en regard de la période correspondante de 2016, principalement à cause de la réduction des volumes de vente faisant suite à la vente de la majorité des actifs de notre secteur Hydrocarbures classiques et des baisses normales de rendement, facteurs en partie compensés par la réduction des redevances.

Activités consolidées

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

Le total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés a augmenté au quatrième trimestre de 2017, comparativement au trimestre correspondant de 2016, principalement en raison de la hausse de la marge d'exploitation mentionnée ci-dessus. Leur augmentation a été en partie annulée par la comptabilisation d'une charge d'impôt exigible en 2017 alors qu'en 2016, c'est un produit d'impôt qui avait été comptabilisé, de même que par la hausse des charges financières associées principalement à la dette supplémentaire contractée pour le financement de l'acquisition.

La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au quatrième trimestre de 2017 était essentiellement due à l'accroissement des créiteurs et du passif d'impôt atténué par l'augmentation des débiteurs et des stocks. En 2016, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement était attribuable principalement à l'accroissement des débiteurs, en partie annulé par la hausse des créiteurs.

Résultat d'exploitation

Le bénéfice d'exploitation provenant des activités poursuivies a fléchi de 554 M\$ pour le quatrième trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de 2016. En effet, l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés mentionnée ci-dessus a été plus que contrebalancée par les coûts de prospection de 887 M\$ et l'augmentation de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement par suite de l'acquisition.

Le bénéfice d'exploitation provenant des activités abandonnées, de 19 M\$, a diminué de 281 M\$ pour le quatrième trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de 2016, ce qui s'explique par un recul des volumes de production et de la marge d'exploitation, comme il est mentionné plus haut. En outre, le résultat de 2016 comprenait une reprise de la perte de valeur de 462 M\$ découlant essentiellement de l'accroissement de la valeur recouvrable estimée de l'UGT Nord de l'Alberta occasionné par la réduction des coûts d'exploitation futurs moyens attendus et les coûts de mise en valeur future moindres, en partie annulés par une diminution des réserves estimatives.

Résultat net

La perte nette découlant des activités poursuivies pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 s'est creusée de 567 M\$ par rapport au trimestre correspondant de 2016. Cette augmentation de la perte est imputable principalement à la baisse du résultat d'exploitation mentionnée plus haut et aux pertes latentes de 654 M\$ liées à la gestion des risques, contre 114 M\$ en 2016, et elle a été en partie compensée par des pertes de change latentes autres que d'exploitation de 51 M\$, contre 152 M\$ en 2016. De plus, un produit d'impôt différé de 275 M\$ a été comptabilisé; il reflète l'avantage fiscal découlant de la réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis.

Le résultat net des activités abandonnées du quatrième trimestre comprend un profit de 1 378 M\$ après impôt sur la sortie des actifs du secteur Hydrocarbures classiques.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement consacrées aux activités poursuivies du quatrième trimestre de 2017 se sont chiffrées à 557 M\$, soit 355 M\$ de plus qu'au trimestre correspondant de 2016. Cette hausse est due principalement au forage et au conditionnement de puits de production horizontaux situés dans le corridor du Deep Basin.

Au quatrième trimestre de 2017, les dépenses d'investissement liées aux activités abandonnées ont diminué de 54 % par rapport à celles du trimestre correspondant de 2016 et se sont chiffrées à 26 M\$; leur diminution tient à la réduction des dépenses faisant suite à notre décision de nous défaire de nos actifs du secteur Hydrocarbures classiques au premier et au deuxième trimestre de 2017.

RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ

Enovus retient les services d'ERQI pour qu'ils évaluent l'ensemble de ses réserves prouvées et probables de bitume, de pétrole lourd, de pétrole léger et moyen, de LGN, de gaz naturel classique et de gaz de schiste, et qu'ils préparent des rapports sur celles-ci.

Les développements survenus en 2017, comparativement à 2016, sont notamment les suivants :

- les réserves prouvées de bitume ont augmenté de 103 %, principalement grâce à l'acquisition de la participation directe résiduelle de 50 % dans FCCL. De plus, 169 millions de barils de réserves prouvées ont été ajoutés à Foster Creek et à Narrows Lake par suite de l'amélioration du rendement des réservoirs et de l'autorisation accordée par l'Alberta Energy Regulator (l'« AER ») visant les expansions, qui a permis de convertir les réserves probables en réserves prouvées;
- les réserves prouvées et probables de bitume ont augmenté de 92 % en raison de l'acquisition de la participation directe résiduelle de 50 % dans FCCL, dont l'effet a été en partie annulé par la sortie des actifs de Grand Rapids;
- en ce qui concerne le pétrole lourd, les réserves prouvées ont reculé de 87 % et les réserves prouvées et probables, de 86 %, principalement du fait de la sortie des actifs de Pelican Lake;
- en ce qui concerne le pétrole léger et moyen, les réserves prouvées de même que les réserves prouvées et probables ont diminué de 87 % par suite essentiellement de la vente des actifs de Palliser et de Weyburn;
- pour ce qui est des LGN, les réserves prouvées et probables ont augmenté de 101 millions de barils et de 67 millions de barils, respectivement, par suite de l'acquisition des actifs du Deep Basin;
- en ce qui a trait au gaz naturel classique, les réserves prouvées ont monté de 1 175 milliards de pieds cubes et les réserves probables, de 648 milliards de pieds cubes, car l'acquisition des actifs du Deep Basin a largement compensé la sortie des actifs de Palliser;
- enfin, en ce qui concerne le gaz de schiste, des réserves prouvées de 283 milliards de pieds cubes et des réserves prouvées et probables de 568 milliards de pieds cubes ont été comptabilisées par suite de l'acquisition des actifs du Deep Basin.

Les données relatives aux réserves présentées ci-dessous en date du 31 décembre 2017 se fondent sur une moyenne des prévisions établies par McDaniel & Associates Consultants Ltd., GLJ Petroleum Consultants Ltd. et Sproule Associates Limited (la « moyenne prévisionnelle des ERQI »). La moyenne prévisionnelle des ERQI à l'égard des prix et de l'inflation est datée du 1^{er} janvier 2018, et l'information comparative au 31 décembre 2016 se fonde sur les prix et le taux d'inflation prévisionnels établis par McDaniel au 1^{er} janvier 2017.

Réserves

31 décembre 2017 (avant redevances) ¹⁾	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique (Gpi ³)	Gaz de schiste (Gpi ³)	Total (Mbep)
Prouvées	4 750	15	13	103	1 827	283	5 232
Probables	1 633	12	6	68	860	285	1 910
Prouvées et probables	6 383	27	19	171	2 687	568	7 142

1) Comprend les réserves associées aux actifs de Suffield, qui ont été vendus le 5 janvier 2018 et qui représentaient 69 Mbep de réserves prouvées et 82 Mbep de réserves prouvées et probables, avant redevances.

Rapprochement des réserves prouvées

(avant redevances)	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ¹⁾ (Gpi ³)	Gaz de schiste (Gpi ³)	Total (Mbep)
31 décembre 2016	2 343	114	99	2	652	-	2 667
Extensions et amélioration du taux de récupération	141	-	-	1	35	-	148
Découvertes	-	2	-	-	-	-	2
Révisions techniques	28	2	-	-	86	-	43
Facteurs économiques	-	-	-	-	-	-	-
Acquisitions	2 345	-	14	108	1 557	289	2 775
Cessions	-	(95)	(90)	(2)	(266)	-	(231)
Production ²⁾	(107)	(8)	(10)	(6)	(237)	(6)	(172)
31 décembre 2017	4 750	15	13	103	1 827	283	5 232
Variation en glissement annuel	2 407	(99)	(86)	101	1 175	283	2 565
	103 %	(87) %	(87) %	5 050 %	180 %	- %	96 %

1) Comprend le méthane de houille au 31 décembre 2016. Les réserves de méthane de houille au 31 décembre 2017 sont de néant en raison des cessions.

2) La production comprend le gaz naturel utilisé par la société comme carburant dans ses activités liées aux sables bitumineux, mais ne tient pas compte de la production issue des droits de redevances.

Rapprochement des réserves probables

(avant redevances)	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ¹⁾ (Gpi ³)	Gaz de schiste (Gpi ³)	Total (Mbep)
31 décembre 2016	976	75	43	1	212	-	1 130
Extensions et amélioration du taux de récupération	(141)	-	-	3	21	15	(132)
Découvertes	-	7	-	-	-	-	7
Révisions techniques	(10)	-	-	-	(3)	-	(10)
Facteurs économiques	-	-	-	-	-	-	-
Acquisitions	887	-	6	65	748	270	1 128
Cessions	(79)	(70)	(43)	(1)	(118)	-	(213)
Production	-	-	-	-	-	-	-
31 décembre 2017	1 633	12	6	68	860	285	1 910
Variation en glissement annuel	657	(63)	(37)	67	648	285	780
	67 %	(84) %	(86) %	6 700 %	306 %	- %	69 %

1) Comprend le méthane de houille au 31 décembre 2016. Les réserves de méthane de houille au 31 décembre 2017 sont de néant en raison des cessions.

D'autres informations sur l'évaluation des réserves de la société, et la communication de l'information connexe, conformément au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières (le « Règlement 51-101 ») sont présentées dans la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. La notice annuelle se trouve sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov, ainsi que sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com. Les risques et incertitudes importants associés à l'estimation des réserves sont exposés à la section « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	2017	2016	2015
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :			
Activités d'exploitation – activités poursuivies	2 611	426	696
Activités d'exploitation – activités abandonnées	448	435	778
Total pour les activités d'exploitation	3 059	861	1 474
Activités d'investissement – activités poursuivies	(15 859)	(911)	1 131
Activités d'investissement – activités abandonnées	2 993	(168)	(243)
Total pour les activités d'investissement	(12 866)	(1 079)	888
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	(9 807)	(218)	2 362
Activités de financement	6 515	(168)	894
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en devises	182	1	(34)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(3 110)	(385)	3 222
31 décembre	2017	2016	2015
Trésorerie et équivalents de trésorerie	610	3 720	4 105
Facilité engagée et n'ayant fait l'objet d'aucun prélèvement	4 500	4 000	4 000

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont augmenté en 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 de la société s'élevait à 1 133 M\$ au 31 décembre 2017, par rapport à 4 423 M\$ au 31 décembre 2016. La diminution du fonds de roulement s'explique d'abord et avant tout par la trésorerie et les équivalents de trésorerie affectés au financement de 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 2017, l'augmentation des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement s'explique principalement par l'acquisition et par une augmentation des dépenses d'investissement, facteurs qui ont été compensés en partie par le produit de 3,2 G\$ provenant de la sortie des actifs du secteur Hydrocarbures classiques. 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

L'accroissement des entrées de trésorerie liées aux activités de financement en 2017 s'explique principalement par l'émission de titres d'emprunt et d'actions ordinaires en vue de financer l'acquisition.

La dette totale au 31 décembre 2017 s'établissait à 9 513 M\$ (6 332 M\$ au 31 décembre 2016), sans remboursement en capital exigible avant le 15 octobre 2019 (1,3 G\$ US). L'augmentation de la dette totale est principalement imputable au financement de l'acquisition.

Au 31 décembre 2017, Cenovus respectait toutes les conditions de ses conventions d'emprunt.

Billets non garantis de premier rang

Dans le cadre de l'acquisition, Cenovus a réalisé, le 7 avril 2017, 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 »). Au quatrième trimestre de 2017, Cenovus a clos une offre d'échange (l'« offre d'échange ») aux termes de laquelle la quasi-totalité des billets de 2017 a été échangée contre des billets enregistrés en vertu de la loi intitulée *U.S. Securities Act of 1933* et assortis de conditions essentiellement similaires à celles des billets de 2017.

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 engagée a été remboursée intégralement au moyen du produit tiré de la sortie des actifs du secteur Hydrocarbures classiques et de fonds en caisse et annulée avant le 31 décembre 2017.

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

En 2017, la société a versé un dividende de 0,20 \$ par action, soit 225 M\$ (0,20 \$ par action, soit 166 M\$, 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 la totalité de ses besoins en trésorerie en 2018. 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 31 décembre 2017 :

(en millions de dollars)	Échéance	Montant
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Sans objet	610
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 31 décembre 2017, aucun montant n'avait été prélevé sur la facilité de crédit engagée.

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.

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 à ConocoPhillips d'offrir, à l'occasion, si elle le souhaite, 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 il a remplacé 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.

Par suite de la conclusion de l'offre d'échange, au 31 décembre 2017, des émissions de 4,6 G\$ US peuvent encore être effectuées aux termes du prospectus préalable de base.

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 nette/BAIIA ajusté et le ratio dette nette/capitaux permanents. Les mesures hors PCGR qu'emploie la société se définissent comme suit : la dette nette comprend les emprunts à court terme et les parties courante et non courante de la dette à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie; les capitaux permanents correspondent à la dette nette plus les capitaux propres; le BAIIA ajusté correspond au bénéfice net avant les charges financières, les produits d'intérêts, la charge d'impôt sur le résultat, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement, les pertes de valeur du goodwill, les pertes de valeur d'actifs et les reprises sur celles-ci, les profits ou les pertes latents liés à la gestion des risques, les profits ou pertes de change, le profit au titre de la réévaluation, la réévaluation du paiement éventuel, le profit ou la perte à la sortie d'actifs et les autres profits ou pertes nets, calculés sur une base de 12 mois. Ces ratios sont utilisés pour gérer la dette globale de Cenovus et servent de mesures de la santé financière générale de la société.

À long terme, Cenovus vise un ratio dette nette/BAIIA ajusté inférieur à 2,0x. À diverses étapes du cycle économique, la société s'attend à ce que ce ratio dépasse à l'occasion la cible. De plus, Cenovus gère son ratio dette nette/BAIIA ajusté de manière à s'assurer de respecter la clause restrictive qui s'y rapporte, telle qu'elle est définie dans la convention de facilité de crédit engagée.

Le tableau qui suit présente le rapprochement du BAIIA ajusté et du calcul du ratio de la dette nette sur le BAIIA ajusté :

31 décembre	2017	2016	2015
Dette à long terme	9 513	6 332	6 525
Déduire : Trésorerie et équivalents de trésorerie	(610)	(3 720)	(4 105)
Dette nette	8 903	2 612	2 420
Résultat net	3 366	(545)	618
Ajouter (déduire) :			
Charges financières	725	492	482
Produits d'intérêts	(62)	(52)	(28)
(Produit) charge d'impôt sur le résultat	352	(382)	(81)
Amortissement et épuisement	2 030	1 498	2 114
Perte de valeur des actifs de prospection et d'évaluation	890	2	138
(Profit) perte latent(e) lié à la gestion des risques	729	554	195
(Profit) perte de change, montant net	(812)	(198)	1 036
Profit lié à la réévaluation	(2 555)	-	-
Réévaluation du paiement éventuel	(138)	-	-
(Profit) perte sur les activités abandonnées	(1 285)	-	-
(Profit) perte à la sortie d'actifs	1	6	(2 392)
Autre (profit) perte, montant net	(5)	34	2
BAIIA ajusté¹⁾	3 236	1 409	2 084
Ratio dette nette/BAIIA ajusté	2,8 x	1,9 x	1,2 x

1) Calculé sur 12 mois consécutifs. Comprend les activités abandonnées.

Le calcul du ratio de la dette nette sur les capitaux permanents s'établit comme suit :

31 décembre	2017	2016	2015
Dette nette	8 903	2 612	2 420
Capitaux propres	19 981	11 590	12 391
Capitaux permanents	28 884	14 202	14 811
Ratio dette nette/capitaux permanents¹⁾	31 %	18 %	16 %

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

Au 31 décembre 2017, le ratio de la dette nette sur les capitaux permanents de Cenovus s'établissait à 2,8x, ce qui dépasse la cible de la société. Par contre, il est important de noter que le BAIIA ajusté est calculé d'après les 12 derniers mois et, par conséquent, il comprend uniquement les résultats financiers des actifs dans le Deep Basin et la participation supplémentaire de 50 % dans FCCL pour la période du 17 mai 2017 au 31 décembre 2017. La dette nette étant présentée au 31 décembre 2017, le ratio rend compte de la dette contractée pour financer l'acquisition. Si le BAIIA avait rendu compte du résultat des actifs acquis pour 12 mois, le ratio dette nette/BAIIA ajusté de Cenovus aurait été inférieur. L'augmentation du ratio dette nette/BAIIA ajusté est attribuable au solde plus élevé de la dette à long terme, partiellement contrebalancé par la hausse du BAIIA ajusté découlant de l'amplification des volumes de vente dans la foulée de l'acquisition et de la hausse des prix des marchandises.

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.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les ratios financiers et la structure du capital de la société, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

Capital social et régimes de rémunération à base d'actions

Au 31 décembre 2017, environ 1 229 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (833 millions au 31 décembre 2016). Dans le cadre de l'acquisition, Cenovus a conclu, le 6 avril 2017, un placement d'actions ordinaires par prise ferme visant 187,5 millions d'actions ordinaires dont elle a tiré 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. Dans le cadre de la contrepartie en actions, Cenovus et ConocoPhillips ont conclu une convention avec les investisseurs et une convention de droits d'inscription qui, notamment, a empêché ConocoPhillips de vendre ou de couvrir ses actions de Cenovus jusqu'au 17 novembre 2017. ConocoPhillips ne pourra pas non plus proposer de nouveaux membres au conseil d'administration de Cenovus et devra exercer les droits de vote rattachés à ses actions de Cenovus selon les recommandations de la direction ou s'abstenir de voter jusqu'à ce que ConocoPhillips détienne 3,5 % ou moins des actions ordinaires de Cenovus en circulation à ce moment. Au 31 décembre 2017, ConocoPhillips détenait toujours ces 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 2017, certains administrateurs, dirigeants ou employés avaient choisi de convertir en UAD une partie de leur rémunération versée au premier trimestre de 2018. Le choix, peu importe l'exercice, est irrévocable. Les UAD peuvent être rachetées uniquement après le départ de Cenovus. Les administrateurs ont également reçu une attribution annuelle d'UAD.

Se reporter à la note 29 annexe aux états financiers consolidés pour en savoir plus à ce sujet.

	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
31 janvier 2018		
Actions ordinaires	1 228 790	s. o.
Options sur actions	42 337	35 263
Autres régimes de rémunération à base d'actions	13 963	1 439

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 aux contrats de transport, 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. Les obligations contractuelles exposées dans le tableau ci-dessous ont été classées en obligations d'exploitation, d'investissement ou de financement selon le type de flux de trésorerie auxquels elles donneront lieu.

(en millions de dollars)	Date de paiement prévue					Par la suite	Total
	2018	2019	2020	2021	2022		
Charges d'exploitation							
Transport et stockage ¹⁾	899	886	919	1 123	1 223	13 260	18 310
Contrats de location simple (baux à construction)	155	146	142	141	140	2 305	3 029
Autres engagements à long terme	109	39	32	28	25	122	355
Intérêts sur la dette à long terme	494	494	402	401	401	5 970	8 162
Passifs relatifs au démantèlement	23	41	45	43	35	1 717	1 904
Autres	11	11	9	5	4	14	54
Total des obligations d'exploitation	1 691	1 617	1 549	1 741	1 828	23 388	31 814
Investissement							
Engagements relatifs à des dépenses d'investissement	16	2	-	-	-	-	18
Total des obligations d'investissement	16	2	-	-	-	-	18
Financement							
Dette à long terme (capital seulement)	-	1 631	-	-	627	7 339	9 597
Autres	-	-	1	-	1	2	4
Total des obligations de financement	-	1 631	1	-	628	7 341	9 601
Total des paiements^{2) 3)}	1 707	3 250	1 550	1 741	2 456	30 729	41 433

1) Comprend des engagements liés au transport de 9 G\$ assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou approuvés, mais pas encore en vigueur.

2) Les contrats exécutés pour le compte de WRB Refining LP (« WRB ») sont présentés en fonction de la participation de 50 % de Cenovus.

3) Le total des engagements au 31 décembre 2017 comprend un montant de 29 M\$ au titre des actifs de Suffield qui ont été cédés le 5 janvier 2018.

La diminution de 8,0 G\$ des engagements au titre des ententes en matière de transport par pipeline par rapport à 2016 s'explique principalement par des annulations de projets de pipelines, neutralisées en partie par les engagements supplémentaires faisant partie de l'acquisition et les nouveaux contrats de transport exécutés. Ces contrats sont d'une durée pouvant aller jusqu'à 20 ans après la date de leur entrée en vigueur.

Cenovus continue de se concentrer sur ses stratégies à court et à moyen terme afin d'accéder à de nouveaux marchés pour sa production de pétrole brut. Cenovus demeure en faveur des pipelines projetés qui la relieraient aux nouveaux marchés aux États-Unis et à l'échelle mondiale, tout en acheminant sa production de pétrole brut par transport ferroviaire et en évaluant les options qui lui permettraient de maximiser la valeur de son pétrole brut.

Au 31 décembre 2017, des lettres de crédit en cours totalisant 376 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. Nous estimons 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 nos états financiers consolidés.

Paieement éventuel

Dans le cadre de l'acquisition et en ce qui concerne la production liée aux sables bitumineux, Cenovus a convenu de verser des paiements trimestriels à ConocoPhillips au cours des cinq années suivant le 17 mai 2017 pour chaque trimestre où le prix moyen du pétrole brut du WCS sera supérieur à 52 \$ le baril. Au 31 décembre 2017, la juste valeur estimative du paiement conditionnel s'établissait à 206 M\$. Le prix moyen du WCS ayant dépassé 52 \$ le baril au quatrième trimestre de 2017, la société devra payer 17 M\$ aux termes de cette convention. 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.

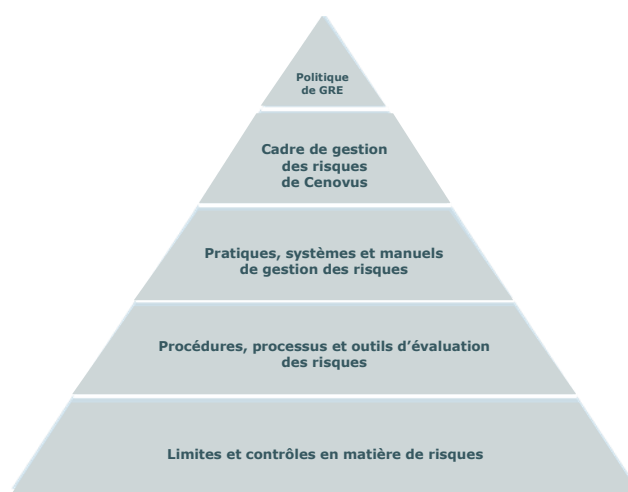
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE

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 à nos activités. L'incidence d'un risque ou d'une combinaison de risques peut nuire, entre autres, à l'entreprise, à la réputation, à la situation financière, aux résultats d'exploitation et aux flux de trésorerie de Cenovus, ce qui pourrait réduire ou restreindre notre capacité à verser un dividende à nos actionnaires et nuire gravement au cours de nos titres.

Grâce à son programme de gestion des risques d'entreprise (« GRE »), Cenovus est en mesure de déterminer, d'évaluer, de classer et de gérer les risques à la grandeur de son entreprise, et celui-ci est intégré dans le Système de gestion opérationnelle de la société. De plus, Cenovus évalue constamment son profil de risque ainsi que les pratiques exemplaires du secteur.

Gouvernance en matière de risques

La politique de GRE, avalisée par le conseil, définit et explique les principes et les objectifs de gestion des risques de la société de même que les tâches et les responsabilités de tous les membres du personnel. Des pratiques de gestion des risques, un cadre de gestion des risques et des outils d'évaluation des risques ont également été élaborés sur la base de la politique de GRE. Le cadre de gestion des risques contient notamment les principales caractéristiques recommandées par l'Organisation internationale de normalisation (l'« ISO ») dans la norme ISO 31000, Management du risque – Principes et lignes directrices. Les résultats du programme de GRE de la société sont documentés dans un rapport annuel sur les risques remis au conseil de même que dans des mises à jour trimestrielles.



Évaluation des risques

Nous évaluons l'incidence éventuelle de chaque risque repéré sur la réalisation des objectifs stratégiques de Cenovus; la probabilité qu'un risque donné se produise fait également l'objet d'une appréciation. Les risques sont analysés au moyen d'une matrice des risques et d'autres outils normalisés d'évaluation des risques et chaque risque est classé sur un continuum allant de « faible » à « extrême ». Compte tenu de la cote de risque résiduel, la direction détermine alors s'il convient encore de traiter les risques; le processus prévoit aussi des mesures pour soumettre et communiquer les risques résiduels aux décideurs appropriés.

Facteurs de risque significatifs

Le texte qui suit porte sur les risques financiers, les risques d'exploitation, les risques liés à la réglementation, à l'environnement et à la réputation ainsi que les autres risques qui touchent Cenovus. Chacun des risques mentionnés dans le présent rapport de gestion peut, individuellement ou collectivement avec d'autres risques, avoir une incidence significative sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie ou notre réputation.

Risques financiers

Les risques financiers s'entendent du risque de perte ou d'occasion perdue découlant de la gestion financière et de conditions du marché. Les risques financiers comprennent notamment les fluctuations des prix des marchandises, les coûts de mise en valeur et les charges d'exploitation; les risques associés aux opérations de couverture de Cenovus; l'exposition aux contreparties; la disponibilité des capitaux et l'accès à des liquidités suffisantes; les risques liés aux notations de la société; les variations des taux de change et des taux d'intérêt; et les risques associés à la capacité de la société de verser un dividende aux actionnaires. L'évolution de la conjoncture économique à l'échelle mondiale pourrait influencer sur un certain nombre de facteurs dont, notamment, les flux de trésorerie, la situation financière, les résultats d'exploitation et la croissance de Cenovus, le maintien de ses activités actuelles, la santé financière des contreparties de la société, sa capacité de mobiliser des capitaux et le coût des emprunts qu'elle contracte.

Prix des marchandises

Le rendement financier de la société dépend dans une large mesure des prix du pétrole brut, du gaz naturel et des produits raffinés en vigueur. Parmi les facteurs qui influent sur les prix du pétrole brut, on compte notamment l'offre et la demande de pétrole brut; la conjoncture économique mondiale; les mesures de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP »), notamment le respect ou le non-respect des quotas dont ont convenu les membres de l'OPEP et les décisions de l'OPEP de ne pas imposer de quota de production à ses membres; la mise en application de la réglementation gouvernementale; la stabilité politique; les contraintes liées à l'accès aux marchés et les interruptions de transport (par pipeline, par bateau ou par train); la disponibilité des sources de carburant de remplacement; et les conditions climatiques. Les prix du gaz naturel sont touchés par un bon nombre de facteurs, dont, entre autres, l'offre et la demande en Amérique du Nord; les faits nouveaux sur le marché du gaz naturel liquéfié; les conditions climatiques; les prix des sources d'énergie de remplacement; la réglementation gouvernementale et environnementale; ainsi que la conjoncture économique. Les prix des produits raffinés sont touchés par un certain nombre de facteurs, y compris l'offre et la demande mondiales de produits raffinés; la concurrence pratiquée sur le marché; les niveaux de stocks de produits raffinés; la disponibilité de raffineries; les travaux d'entretien prévus et imprévus des raffineries; les conditions climatiques; et la disponibilité des sources d'énergie de remplacement. Tous ces facteurs sont indépendants de la volonté de Cenovus et peuvent provoquer une forte volatilité des prix. Les variations des taux de change accentuent cette volatilité lorsque les prix des marchandises, qui sont généralement fixés en dollars américains, sont présentés en dollars canadiens.

Le rendement financier de Cenovus est aussi touché par les prix réduits offerts pour sa production pétrolière comparativement à certains prix de référence internationaux, ce qui est attribuable, en partie, aux contraintes liées à la capacité de transporter et de vendre des produits sur les marchés internationaux et à la qualité du pétrole produit. L'approvisionnement en diluants et les coûts y afférents, ainsi que les écarts de prix existant entre le bitume, le pétrole brut léger à moyen et le pétrole brut lourd sont particulièrement importants pour Cenovus. Le traitement du bitume étant plus coûteux pour les raffineries, celui-ci se vend à un prix réduit par rapport aux prix du pétrole brut léger et moyen et du pétrole lourd pratiqués sur le marché.

Le rendement financier des activités de raffinage de Cenovus est touché par la relation, ou la marge, entre les prix des produits raffinés et les prix des charges d'alimentation des raffineries. Les marges de raffinage sont assujetties à divers facteurs saisonniers puisque la production varie pour répondre à la demande saisonnière. Les volumes de ventes, les prix, les niveaux de stocks et la valeur des stocks varient en conséquence. Les marges de raffinage futures sont incertaines, et toute diminution de ces marges pourrait avoir une incidence défavorable sur notre entreprise.

Les fluctuations des prix des marchandises, les écarts de prix connexes et les marges de raffinage peuvent influencer sur la valeur de nos actifs, nos flux de trésorerie, la capacité de la société à continuer d'exploiter son entreprise et à financer ses projets de croissance, y compris la poursuite de la mise en valeur de ses terrains de sables bitumeux. Des périodes prolongées de volatilité des prix des marchandises peuvent également influencer défavorablement sur la capacité de Cenovus à atteindre les objectifs fixés et à respecter l'ensemble de ses obligations financières lorsqu'elles deviennent exigibles. Toute baisse importante ou prolongée de ces prix des marchandises pourrait entraîner un retard ou l'annulation de programmes de construction, de mise en valeur ou de forage actuels ou futurs, la réduction de la production ou encore la non-utilisation d'engagements de transport à long terme et/ou une utilisation réduite des raffineries de Cenovus.

Les risques liés aux prix des marchandises dont il est question ci-dessus, ainsi que les autres risques, notamment les contraintes liées à l'accès aux marchés et les interruptions de transport, le remplacement des réserves et l'estimation des réserves et la gestion des coûts, qui sont décrits plus en détail dans les présentes et qui peuvent avoir une incidence importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie ou notre réputation, peuvent être considérés comme des indicateurs de dépréciation. La comparaison entre la valeur comptable de nos actifs et notre capitalisation boursière fournit une autre indication de dépréciation.

Tel qu'il est mentionné dans le présent rapport de gestion, Cenovus évalue tous les ans la valeur comptable de ses actifs conformément aux IFRS. Si les prix du pétrole brut et du gaz naturel diminuent de façon marquée et demeurent peu élevés pour une période prolongée, la valeur comptable de nos actifs pourrait subir une dépréciation, ce qui pourrait avoir un effet défavorable sur notre résultat net.

Coûts de mise en valeur et charges d'exploitation

Le rendement financier de Cenovus est touché de façon importante par les coûts de mise en valeur et les charges d'exploitation de ses actifs, lesquels sont touchés par un certain nombre de facteurs dont l'élaboration, l'adoption et le succès des nouvelles technologies; les pressions inflationnistes sur les prix; les retards de programmation; l'incapacité à observer des normes de qualité de la construction et de la fabrication; et les perturbations de la chaîne d'approvisionnement, y compris l'accès à une main-d'œuvre qualifiée. Les coûts de l'électricité, de l'eau, des diluants, des produits chimiques, des fournitures, de remise en état, d'abandon et de main-d'œuvre sont des exemples de charges d'exploitation susceptibles de connaître d'importantes fluctuations.

Activités de couverture

La politique de réduction des risques associés aux marchés de Cenovus, qui a été approuvée par le conseil, permet à la direction d'avoir recours à des instruments dérivés pour atténuer l'incidence des variations des prix du pétrole et du gaz naturel, des prix d'offre du diluant ou des condensats, des marges de raffinage et des prix de l'électricité, ainsi que des variations des taux de change et des taux d'intérêt. Cenovus utilise aussi des instruments dérivés sur différents marchés d'exploitation en vue d'optimiser le coût d'approvisionnement ou les ventes.

Le recours à des activités de couverture de cette nature expose la société à des risques susceptibles d'entraîner des pertes importantes. Ces risques sont notamment les suivants : une mauvaise corrélation entre les variations de la valeur de l'instrument de couverture et les variations de la valeur des risques sous-jacents couverts; la variation du prix de la marchandise sous-jacente; un nombre insuffisant de contreparties avec qui conclure des transactions; la défaillance d'une contrepartie; une lacune des systèmes ou des contrôles; une erreur humaine; l'impossibilité d'obtenir l'exécution des contrats.

Il existe un risque que les activités de couverture visant à protéger la société d'une conjoncture de marché défavorable aient pour effet de limiter les avantages que nous pouvons tirer des hausses des prix des marchandises ou des variations des taux d'intérêt et des taux de change. Nous pourrions aussi subir des pertes financières découlant de contrats de couverture si nous ne sommes pas en mesure de produire le pétrole, le gaz naturel ou les produits raffinés requis pour remplir nos obligations de livraison dans le cadre de la transaction physique sous-jacente.

Nous atténuons notre exposition au risque lié aux prix des marchandises au moyen de l'intégration de nos activités, du recours à des instruments financiers, de contrats à livrer et d'engagements en matière d'accès au marché. Les instruments financiers employés relativement aux activités de raffinage visent principalement l'achat de produits. Les notes 3 et 33 annexes aux états financiers consolidés présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels nous avons recours, 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.

Incidence financière des activités de gestion des risques

(en millions de dollars)	2017			2016		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut ¹⁾	307	716	1 023	(152)	560	408
Raffinage	6	-	6	(1)	5	4
Électricité	-	-	-	-	(14)	(14)
Taux d'intérêt	-	13	13	-	3	3
Change	(146)	-	(146)	-	-	-
(Profit) perte à la gestion des risques	167	729	896	(153)	554	401
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(60)	(197)	(257)	39	(150)	(111)
(Profits) pertes liés à la gestion des risques, après impôt	107	532	639	(114)	404	290

1) Compte non tenu de pertes réalisées liées à la gestion des risques de 33 M\$ à l'égard de contrats sur le pétrole brut relatifs au secteur Hydrocarbures classiques (profits réalisés liés à la gestion des risques de 58 M\$ en 2016), lequel a été classé à titre d'activité abandonnée.

En 2017, nous avons comptabilisé des pertes réalisées à l'égard des activités de gestion des risques liés au pétrole brut en raison des prix de référence moyens qui ont été supérieurs aux prix contractuels convenus et des profits réalisés sur les contrats de change attribuables principalement aux activités de couverture visant le soutien de l'acquisition. Nous avons par ailleurs comptabilisé des pertes latentes sur ses instruments financiers liés au pétrole brut en 2017 en raison principalement de la réalisation des positions nettes et des variations des prix du marché.

Sensibilités – Positions de gestion des risques

Le tableau ci-dessous résume les sensibilités de la juste valeur des positions de gestion des risques aux fluctuations des prix des marchandises et des taux d'intérêt, toutes les autres variables étant par ailleurs maintenues constantes. La direction est d'avis que les fluctuations de prix indiquées dans ce tableau représentent une mesure raisonnable de la volatilité. L'effet des fluctuations des prix des marchandises et des taux d'intérêt sur les positions de gestion des risques ouvertes au 31 décembre 2017 aurait pu se traduire par des profits ou des pertes latents pour l'exercice comme suit :

	Fourchette de sensibilité	Augmentation	Diminution
Prix du pétrole brut	± 5,00 \$ US/b sur les couvertures basées sur le Brent, le WTI et le condensat	(529)	507
Prix différentiel du pétrole brut	± 2,50 \$ US/b sur les couvertures différentielles basées sur la production	11	(11)
Swaps de taux d'intérêt	± 50 points de base	44	(50)

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les positions de gestion des risques de Cenovus, se reporter à la note 34 annexe aux états financiers consolidés.

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.

Exposition aux contreparties

Dans le cours normal des activités, Cenovus noue des relations contractuelles avec des fournisseurs, des partenaires et d'autres contreparties du secteur de l'énergie et d'autres industries en vue de la fourniture et de la vente de produits et de services. Si ces contreparties ne remplissent pas leurs obligations contractuelles, la société pourrait subir des pertes financières, devoir retarder ses plans de mise en valeur ou devoir renoncer à d'autres occasions pouvant avoir une incidence importante sur sa santé financière et ses résultats d'exploitation.

Crédit, liquidité et possibilité d'obtenir un financement

L'expansion future de l'entreprise de Cenovus peut être tributaire de sa capacité à obtenir des capitaux supplémentaires, y compris du financement par emprunt et par capitaux propres. Entre autres choses, des marchés des capitaux imprévisibles, une baisse prolongée des prix des marchandises, des changements touchant les fondamentaux du marché, les activités commerciales ou la cote de crédit de la société, ou encore d'importantes dépenses imprévues, pourraient freiner la capacité de la société à obtenir un financement rentable et à le conserver. L'incapacité d'avoir accès à des capitaux pourrait entraver la capacité de Cenovus de réaliser des dépenses d'investissement futures et de s'acquitter de l'ensemble de ses obligations financières lorsqu'elles deviennent exigibles, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa capacité de respecter diverses clauses restrictives de nature financière et opérationnelle, ses notations et sa réputation.

La capacité de Cenovus à assurer le service de sa dette dépendra entre autres de son rendement financier et opérationnel futur, sur lequel influenceront les conditions économiques, commerciales, du marché et d'autres conditions, dont certaines sont indépendantes de la volonté de la société. Si les résultats d'exploitation et les résultats financiers 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.

Cenovus atténue le risque de liquidité par la gestion active de la trésorerie et du crédit afin de s'assurer qu'elle a accès à de nombreuses sources de capital.

Cenovus est tenue de respecter diverses clauses restrictives de nature financière et opérationnelle aux termes de ses facilités de crédit et des actes de fiducie régissant ses titres d'emprunt. Nous examinons régulièrement les clauses restrictives et nous pouvons apporter des modifications à nos plans de mise en valeur et à notre politique en matière de dividendes ou nous pouvons prendre d'autres mesures pour en assurer le respect. Si nous ne nous conformons pas à ces clauses restrictives, notre accès à des capitaux pourrait être restreint ou le remboursement des emprunts pourrait être accéléré.

Notations

Les agences de notation évaluent régulièrement notre société ainsi que sa dette à long terme et à court terme, et leurs notations sont fonction de notre santé financière et opérationnelle et d'un certain nombre de facteurs qui sont en partie indépendants de notre volonté, comme les circonstances touchant le secteur du pétrole et du gaz en général et la conjoncture économique. Rien ne garantit qu'une ou que plusieurs de nos notations ne seront pas abaissées ou carrément retirées par une agence de notation.

Le déclassement de l'une ou l'autre des notations actuelles de la société pourrait avoir des répercussions négatives sur les possibilités d'emprunt et leurs coûts ainsi que sur l'accès aux sources de liquidités et de capitaux. L'incapacité de Cenovus à maintenir ses notations actuelles pourrait nuire aux relations d'affaires de la société avec des contreparties, des partenaires exploitants et des fournisseurs.

Cenovus pourrait être obligée de fournir des garanties sous forme d'espèces, de lettres de crédit ou d'autres instruments financiers pour conclure une entente commerciale ou la reconduire si une ou plusieurs de ses notations passent en deçà de certains seuils de notation. Des garanties supplémentaires pourraient être requises dans l'éventualité où la notation se dégraderait davantage. Le défaut de donner aux contreparties et aux fournisseurs des garanties suffisantes au regard des risques pourrait entraîner le renoncement à des ententes contractuelles ou voir celles-ci résiliées.

Taux de change

Les fluctuations des taux de change peuvent avoir une incidence sur les résultats de Cenovus, puisque les prix mondiaux du pétrole brut, du gaz naturel et des produits raffinés sont généralement fixés en dollars américains, alors qu'un bon nombre des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement de la société sont en dollars canadiens. Une variation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain fera augmenter ou diminuer les produits des activités ordinaires, libellés en dollars canadiens, provenant de la vente du pétrole et des produits raffinés de la société, ainsi que d'une partie de ses ventes de gaz naturel. En outre, Cenovus a choisi de contracter sa dette à long terme en dollars américains. Une variation de la valeur du dollar canadien par rapport à la valeur du dollar américain entraînera une augmentation ou une diminution de la dette de Cenovus libellée en dollars américains et des frais d'intérêts connexes, exprimés en dollars canadiens.

Pour gérer son exposition aux fluctuations des taux de change, nous pouvons conclure à l'occasion des transactions visant à atténuer notre risque de change. Les variations des taux de change pourraient porter un grand préjudice à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation et à nos flux de trésorerie.

Taux d'intérêt

Nous pouvons être exposés aux fluctuations des taux d'intérêt en raison de notre recours à des titres à taux variables ou à des emprunts. Une hausse des taux d'intérêt pourrait faire augmenter notre charge d'intérêt nette et influencer sur la façon dont certains passifs sont comptabilisés, ce qui pourrait nuire à nos résultats financiers. De plus, nous sommes exposés aux fluctuations des taux d'intérêt au moment du refinancement de la dette à long terme arrivant à échéance et des taux d'intérêt en vigueur au moment de conclure d'éventuels financements futurs.

Capacité de verser des dividendes

Le versement de dividendes est à la discrétion du conseil. Les versements de dividendes sont examinés périodiquement par le conseil et peuvent être augmentés, diminués ou suspendus à l'occasion. La capacité de Cenovus de verser des dividendes et le montant réel de ces dividendes dépendent, entre autres, du rendement financier de la société, des clauses restrictives de ses emprunts, de sa capacité à respecter ses obligations financières lorsqu'elles deviennent exigibles, de ses besoins en fonds de roulement, de ses obligations fiscales futures, de ses besoins de capitaux ultérieurs, des prix des marchandises et des facteurs de risque décrits dans le présent rapport de gestion.

Contrôles et procédures de communication de l'information et contrôles internes à l'égard de l'information financière

Compte tenu des limites qui leur sont inhérentes, il se peut que les contrôles et procédures de communication de l'information et les contrôles internes à l'égard de l'information financière ne permettent pas de prévenir ou de détecter certaines inexactitudes, et même les contrôles jugés efficaces ne peuvent apporter qu'une assurance raisonnable quant à la préparation et à la présentation des états financiers. L'incapacité de prévenir, détecter ou corriger les inexactitudes de façon satisfaisante pourrait avoir des conséquences défavorables importantes sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie et notre réputation.

Risque d'exploitation

Les risques d'exploitation ont un effet sur notre capacité à poursuivre nos activités dans leur cours normal. Les activités sont assujetties aux risques qui menacent généralement le secteur pétrolier et gazier et le secteur du raffinage. Pour atténuer le risque lié à la sécurité, nous nous sommes dotés d'un ensemble de normes, de pratiques et de procédures désigné sous le nom de « Système de gestion opérationnelle » qui sert à cerner, à évaluer et à atténuer les risques liés à la sécurité, à l'exploitation et à l'environnement à tous les niveaux de l'exploitation. En plus de tirer parti du Système de gestion opérationnelle, nous nous efforçons de réduire ces risques en maintenant une couverture d'assurance complète relativement à nos actifs et à nos activités.

Santé et sécurité

L'exploitation des biens de Cenovus comporte des dangers liés à la découverte, à la récupération, au transport et au traitement d'hydrocarbures, y compris des éruptions, des incendies, des explosions, des incidents impliquant un wagon ou un déraillement, des fuites de gaz, la migration de substances nocives, des déversements de pétrole, la corrosion, les actes de vandalisme et de terrorisme, et les autres accidents ou dangers qui peuvent survenir sur les sites commerciaux ou industriels ou dans le cadre du transport à destination ou en provenance de ces sites. Chacun de ces dangers peut interrompre les activités, nuire à la réputation de la société, causer des blessures corporelles ou

des décès, entraîner la perte ou l'endommagement du matériel, des biens, des systèmes de technologie d'information et des systèmes de données et de contrôle connexes, provoquer des atteintes à l'environnement, y compris la pollution de l'eau, de la terre ou de l'air, et donner lieu à des amendes, des poursuites civiles ou des accusations criminelles à l'encontre de Cenovus.

Contraintes liées à l'accès aux marchés et interruptions de transport

La production de Cenovus est transportée par divers pipelines et ses raffineries dépendent de divers pipelines pour recevoir les charges d'alimentation. Les interruptions des services de transport par pipeline, par bateau ou par train, ou encore une disponibilité restreinte de ces services, pourraient avoir une incidence défavorable sur les ventes de pétrole brut et de gaz naturel, la croissance prévue de la production, les activités en amont ou les activités de raffinage et les flux de trésorerie.

Les interruptions ou les limitations de la disponibilité de ces réseaux de pipelines peuvent limiter la capacité de la société à livrer les volumes de production convenus et pourraient avoir une incidence négative sur les prix des marchandises, les volumes de ventes ou les prix reçus pour les produits de Cenovus. Ces interruptions ou limitations peuvent être causées par l'incapacité à exploiter le pipeline ou se rapporter à des restrictions dans la capacité, si l'approvisionnement du réseau en charges d'alimentation est supérieur à la capacité de l'infrastructure. Rien ne garantit que les tiers fournisseurs de pipelines feront des investissements dans de nouveaux projets de pipelines, lesquels permettraient d'augmenter encore la capacité de transport de sorte qu'elle excède à long terme la croissance de la production, ni qu'une demande visant l'augmentation de la capacité recevra l'approbation des organismes de réglementation, ni qu'une telle approbation mènera à la construction du projet de pipeline. Il est également impossible de garantir qu'aucune contrainte opérationnelle à court terme touchant le réseau de pipelines, découlant de l'interruption des activités des pipelines et/ou de l'approvisionnement accru en pétrole brut ne surviendra.

Rien ne garantit que le transport ferroviaire du pétrole brut, le transport maritime et d'autres formes de transport de la production de la société suffiront à combler les écarts provoqués par les contraintes opérationnelles sur le réseau de pipelines. De plus, le transport ferroviaire du pétrole brut ou le transport maritime de Cenovus peuvent être touchés par des retards du service, une météo inclemente, un déraillement de wagons ou d'autres incidents de transport ferroviaire ou maritime qui pourraient avoir une incidence défavorable sur ses volumes de ventes de brut ou le prix reçu pour son produit ou compromettre la réputation de la société ou engager sa responsabilité civile ou causer des décès ou des blessures corporelles, la perte de matériel ou de biens ou des dommages à l'environnement. De plus, de nouveaux règlements qui entreront progressivement en vigueur jusqu'en 2025 exigeront que les wagons-citernes utilisés dans le transport de pétrole brut soient remplacés par de nouveaux wagons-citernes, plus sécuritaires, ou mis à niveau pour devenir conformes aux mêmes normes. Les coûts engagés pour assurer la conformité aux nouvelles normes ou à d'autres révisions des normes se répercuteront probablement sur les utilisateurs du transport ferroviaire et ils pourraient influencer sur la capacité de Cenovus à expédier du pétrole brut par wagons ou sur les facteurs économiques associés à ce type de transport. Finalement, les arrêts prévus ou imprévus dans les activités des clients des raffineries de la société peuvent limiter la capacité de Cenovus à livrer des produits, ce qui aurait des conséquences défavorables sur les ventes et les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation.

Le 30 janvier 2018, le ministre de l'Environnement et de la Stratégie en matière de changements climatiques de la Colombie-Britannique a annoncé des mesures réglementaires proposées qui restreindraient le transport de bitume dilué à travers la province, alors qu'un comité consultatif examine s'il est sécuritaire de transporter du pétrole lourd et, si c'est le cas, comment le faire. Il n'est pas clair à l'heure actuelle comment ou quand les restrictions seront mises en œuvre, mais celles-ci pourraient avoir une incidence importante sur notre capacité à transporter du bitume dilué.

L'insuffisance de la capacité de transport pour la production de Cenovus se répercuterait sur son accès aux marchés terminaux. Ce facteur pourrait en retour avoir une incidence négative sur la performance financière de Cenovus, incidence imputable à l'augmentation des coûts de transport, à l'amplification des écarts de prix, à la contraction des prix de vente visant certaines régions ou certains teneurs de pétrole brut et, dans les cas extrêmes, à la réduction de la production.

Questions liées à l'exploitation

Nos activités touchant au pétrole brut et au gaz naturel sont exposées à tous les risques généralement liés i) au stockage, au transport, au traitement, au raffinage et à la commercialisation du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits connexes; ii) au forage et à la complétion de puits de pétrole brut et de gaz naturel; et iii) à l'exploitation et à la mise en valeur de biens de pétrole brut et de gaz naturel, y compris la rencontre de formations ou de pressions inattendues, les diminutions prématurées de pression ou de productivité dans les réservoirs, les incendies, les explosions, les éruptions, les fuites de gaz, les pannes de courant, la migration de substances nocives dans les systèmes de distribution d'eau, les déversements de pétrole, les flux incontrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de fluides de puits, l'omission de suivre les procédures d'exploitation ou de respecter les paramètres d'exploitation établis, le matériel défectueux et autres accidents, les mauvaises conditions climatiques, la pollution et autres risques liés à l'environnement.

La production et le raffinage de pétrole requièrent d'importants investissements et comportent certains risques et incertitudes. Les activités d'exploitation du pétrole de Cenovus peuvent subir des pertes de production, des ralentissements, des arrêts d'exploitation ou des restrictions quant à la capacité de la société de produire des produits à valeur plus élevée en raison de l'interdépendance de ses systèmes de composants. La délimitation des ressources, les coûts associés à la production, dont le forage de puits pour les activités de DGMV, et les coûts associés au raffinage du pétrole peuvent comporter d'importants déboursés de capitaux. Les charges d'exploitation liées à la production de pétrole sont en grande partie fixes à court terme et, par conséquent, les charges d'exploitation unitaires dépendent en grande partie des niveaux de production.

Même si Cenovus n'exploite pas les deux raffineries américaines dans lesquelles elle détient une participation de 50 %, ses activités de raffinage et de commercialisation sont exposées à tous les risques inhérents à l'exploitation de raffineries, de terminaux, de pipelines et d'autres installations de transport et de distribution, y compris les pertes de produits, l'omission de suivre les procédures d'exploitation ou de respecter les paramètres d'exploitation établis, les ralentissements causés par le matériel défectueux ou l'arrêt des services de transport, les interruptions, les incidents impliquant des wagons ou leur déraillement, les incidents de transport maritime, les conditions climatiques, les incendies ou les explosions, l'indisponibilité de charges d'alimentation et le prix et la qualité de ces charges.

Nous ne souscrivons pas d'assurance contre toutes les éventualités et perturbations possibles, et rien ne garantit que l'assurance sera suffisante pour couvrir de telles éventualités ou perturbations. Nos activités pourraient également être interrompues en raison de catastrophes naturelles ou d'autres événements indépendants de notre volonté.

Remplacement des réserves et estimation des réserves

Si Cenovus est dans l'impossibilité d'acquérir, de mettre en valeur ou de découvrir des réserves supplémentaires de pétrole brut et de gaz naturel, ses réserves et sa production baisseront considérablement par rapport à leurs niveaux actuels. Sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie dépendent grandement de la production fructueuse des réserves actuelles et de l'acquisition, de la découverte ou de la mise en valeur de réserves supplémentaires.

De nombreuses incertitudes entrent en jeu au moment d'estimer les quantités des réserves, notamment de nombreux facteurs indépendants de la volonté de la société. En général, les estimations des réserves de pétrole brut et de gaz naturel pouvant être récupérées de façon rentable et les flux de trésorerie nets futurs et les produits des activités ordinaires qui en sont tirés sont calculés au moyen d'hypothèses et de facteurs variables, notamment les prix des produits, les dépenses d'investissement et les charges d'exploitation futures, la production passée des biens et les effets présumés de la réglementation des organismes gouvernementaux, y compris les versements de redevances et d'impôts, les niveaux de production initiaux, les taux de baisse de la production et la disponibilité, la proximité et la capacité des réseaux de collecte de pétrole et de gaz, des pipelines, du transport ferroviaire et des installations de traitement, tous des facteurs qui peuvent faire en sorte que les résultats réels diffèrent de manière significative des résultats estimés.

Toutes ces estimations comportent un certain degré d'incertitude, et la classification des réserves n'est qu'une tentative de définir ce degré d'incertitude. Pour ces raisons, les estimations des réserves de pétrole brut et de gaz naturel pouvant être récupérées de façon rentable qui sont attribuables à un groupe de biens donné, la classification de ces réserves en fonction du risque de récupération et les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs prévus provenant de ces biens établies par différents ingénieurs, ou par les mêmes ingénieurs à différents moments, peuvent varier considérablement. La production, les produits des activités ordinaires, les taxes et impôts ainsi que les dépenses d'exploitation et de mise en valeur réels de Cenovus à l'égard de ses réserves peuvent s'écarter des estimations courantes, et les écarts peuvent être importants.

Les estimations à l'égard des réserves pouvant être mises en valeur et produites dans le futur sont souvent établies en fonction de calculs de mesure du volume et par analogie avec d'autres types de réserves similaires, plutôt qu'en fonction des antécédents de production réelle. L'évaluation subséquente des mêmes réserves en fonction des antécédents de production donnera lieu à des écarts, qui pourraient être importants, par rapport aux réserves estimatives.

Le taux de production des biens pétroliers et gaziers tend à diminuer à mesure que les réserves s'épuisent alors que les charges d'exploitation connexes augmentent. Le maintien d'un portefeuille de projets de mise en valeur pour assurer la production future de pétrole brut et de gaz naturel dépend notamment de l'obtention des droits relatifs à l'exploration, à la mise en valeur et à la production de pétrole et de gaz naturel et de la reconduction de ces droits, du caractère fructueux des forages, de la réalisation des projets exigeant beaucoup de temps et d'investissements en respectant le budget et l'échéancier, et de la mise en œuvre de techniques d'exploitation efficaces sur les biens parvenus à maturité. L'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Cenovus dépendent grandement de la mise en production fructueuse des réserves actuelles et de l'ajout de réserves supplémentaires.

Gestion des coûts

Nos charges d'exploitation pourraient augmenter et nuire à notre compétitivité en raison des pressions inflationnistes, des restrictions visant le matériel, des coûts croissants des fournitures, du prix des marchandises, du relèvement du rapport vapeur/pétrole à l'égard de nos activités d'exploitation des sables bitumineux et de l'accroissement du fardeau réglementaire, notamment au chapitre de l'environnement. Notre incapacité de gérer ces coûts pourrait se répercuter sur le rendement des projets et les futures décisions en matière de mise en valeur, facteurs qui pourraient nuire gravement à notre situation financière, ainsi qu'à nos résultats d'exploitation et à nos flux de trésorerie.

Concurrence

Une forte concurrence existe dans tous les aspects du secteur pétrolier canadien et international, y compris l'exploration et la mise en valeur de sources d'approvisionnement nouvelles et existantes, l'acquisition de participations dans des biens de pétrole brut et de gaz naturel et le raffinage, la distribution et la commercialisation des produits pétroliers. Cenovus livre concurrence à d'autres producteurs et raffineurs, dont certains peuvent avoir des charges d'exploitation inférieures aux siennes ou disposer de davantage de ressources qu'elle. Les producteurs concurrents peuvent mettre au point et en application des techniques de récupération et des technologies qui sont meilleures que celles que Cenovus utilise. Le secteur pétrolier fait également concurrence à d'autres secteurs en ce qui a trait à l'approvisionnement des consommateurs en énergie, en essence et en produits connexes.

Les entreprises peuvent annoncer qu'elles prévoient entreprendre des activités reliées aux sables bitumineux, soit en commençant la production, soit en augmentant l'ampleur de leurs activités existantes. L'expansion des activités d'exploitation existantes et la mise en valeur de nouveaux projets pourraient augmenter considérablement l'offre de pétrole brut sur le marché, ce qui pourrait faire diminuer le prix du pétrole brut pratiqué sur le marché, rendre difficile le transport et réduire la disponibilité de la main-d'œuvre qualifiée et des matériaux tout en augmentant les coûts de ces intrants pour nous.

Réalisation de projets

Certains risques sont associés à la réalisation et à l'exploitation des projets de mise en valeur et de croissance de nos activités en amont. Ces risques comprennent notamment la capacité de Cenovus à obtenir les approbations environnementales et réglementaires nécessaires, les risques relatifs aux échéanciers, aux ressources et aux coûts, y compris la disponibilité et le coût des matériaux, de l'équipement et de main-d'œuvre qualifiée, l'incidence de la conjoncture générale et de la situation générale de l'entreprise et des marchés, l'incidence des conditions climatiques, les risques liés à l'exactitude des estimations de coûts des projets, la capacité de la société à financer sa croissance, la capacité à repérer et à réaliser des opérations stratégiques et l'incidence de l'évolution de la réglementation des États et des attentes du public relativement à l'effet de la mise en valeur des sables bitumineux et des hydrocarbures classiques sur l'environnement. La mise en service et l'intégration de nouvelles installations aux actifs existants de la société pourraient retarder l'atteinte des cibles et des objectifs de performance. L'incapacité de gérer ces risques efficacement pourrait nuire considérablement à notre réputation, à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation et à nos flux de trésorerie.

Risques relatifs aux partenaires

Certains de nos actifs ne sont pas exploités par Cenovus ou sont détenus en partenariat avec des tiers. Par conséquent, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie pourraient subir l'incidence des mesures d'exploitants tiers ou de partenaires. Nos actifs de raffinage sont détenus conjointement avec Phillips 66 et exploités par Phillips 66. La réussite des activités de raffinage est tributaire de la capacité de Phillips 66 d'exploiter cette entreprise avec succès et de maintenir les actifs de raffinage. Nous nous fions au jugement de Phillips 66 et à son expertise en matière d'exploitation en ce qui a trait à l'exploitation de ces actifs de raffinage, et nous nous fions aussi à elle pour obtenir des renseignements sur l'état de ces actifs de raffinage et sur les résultats d'exploitation connexes.

Phillips 66 peut avoir des objectifs et des intérêts qui ne correspondent pas à ceux de la société ou qui peuvent entrer en conflit avec ceux de la société. Les décisions d'investissement importantes touchant ces actifs de raffinage doivent être prises d'un commun accord par la société et le partenaire respectif, mais certaines décisions relatives à l'exploitation peuvent être prises par l'exploitant des actifs concernés. Bien que Cenovus et ses partenaires cherchent généralement à atteindre un consensus en ce qui concerne les décisions importantes relatives à la direction et à l'exploitation de ces actifs de raffinage, rien ne garantit que les demandes ou les attentes futures de l'une ou l'autre des parties relativement à ces actifs seront comblées ou qu'elles le seront en temps opportun. Les demandes ou les attentes non comblées de l'une ou l'autre des parties ou les demandes et attentes qui ne sont pas comblées de manière satisfaisante peuvent avoir une incidence sur la participation de Cenovus à l'exploitation de ces actifs, sur la capacité de la société à obtenir ou à conserver les permis ou les approbations nécessaires ou sur le moment auquel elle entreprend diverses activités.

Technologie

Les technologies actuelles de DGMV pour la récupération de bitume consomment beaucoup d'énergie et nécessitent l'utilisation d'importantes quantités de gaz naturel pour produire la vapeur qui est utilisée dans le procédé de récupération. La quantité de vapeur requise par le procédé de la production varie et, par conséquent, a une incidence sur les coûts. Le rendement du réservoir peut également avoir une incidence sur le calendrier et les niveaux de production si on fait appel à cette technologie. Une forte augmentation des coûts de récupération pourrait faire en sorte que certains projets qui comptent sur la technologie du DGMV ne soient plus rentables, et ainsi avoir une incidence défavorable sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Cenovus. Les projets de croissance et autres projets d'investissement qui dépendent en grande partie ou partiellement de nouvelles technologies et l'intégration de ces technologies à des activités nouvelles ou existantes comportent des risques. Le succès des projets qui intègrent de nouvelles technologies n'est pas assuré.

Systèmes d'information

Cenovus s'appuie largement sur les technologies de l'information, comme le matériel informatique et les logiciels, pour exercer ses activités adéquatement. Si nous sommes incapables de déployer du matériel et des logiciels de façon régulière, de mettre à niveau les systèmes et moderniser l'infrastructure de réseau de manière efficace, et de prendre d'autres mesures pour maintenir ou accroître l'efficacité et l'efficacité des systèmes, le fonctionnement de tels systèmes pourrait être interrompu ou entraîner la perte, la corruption ou la fuite de données.

Dans le cours normal de ses activités, Cenovus recueille, utilise et stocke des données sensibles, notamment en ce qui concerne la propriété intellectuelle, les renseignements commerciaux de nature exclusive et les renseignements personnels des employés de Cenovus et de tiers. Malgré les mesures de sécurité de Cenovus, les systèmes d'information, la technologie et l'infrastructure de Cenovus pourraient être vulnérables aux attaques de pirates ou de cyberterroristes ou aux violations découlant des erreurs d'employés, de la commission d'actes illicites ou d'autres perturbations, notamment des catastrophes naturelles et des actes de guerre. L'une ou l'autre de ces violations pourraient mettre en péril les renseignements utilisés ou stockés sur les systèmes ou les réseaux de Cenovus et, par conséquent, les renseignements pourraient être consultés, communiqués au public, perdus ou volés. De telles consultations, communications ou autres pertes de renseignements pourraient mener à des réclamations ou actions en justice, une responsabilité en vertu des lois en matière de protection des renseignements personnels, des pénalités prévues par la réglementation, la perturbation des activités, la fermeture de sites, des fuites ou d'autres conséquences négatives, dont une atteinte à la réputation de Cenovus, ce qui pourrait entraîner un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Dirigeants et personnel

La prospérité de la société relève de la direction et de son leadership tout autant que de la qualité et de la compétence du personnel. En 2017, Cenovus a apporté plusieurs changements à son équipe de direction, notamment la nomination d'Alex Pourbaix en tant que président et chef de la direction et membre du conseil. Nous estimons que ces changements nous permettront de poursuivre notre évolution pour devenir une organisation très efficace axée sur la production de rendements élevés pour les actionnaires. Si nous ne parvenons pas à unir et à intégrer efficacement la nouvelle équipe de direction, à retenir les membres clés de notre personnel ou à attirer et à retenir de nouveaux salariés talentueux possédant le leadership et les compétences professionnelles techniques nécessaires, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et notre rythme de croissance pourraient en pâtir de manière significative.

Litiges

À l'occasion, nous pourrions faire l'objet de litiges découlant de ses activités. Les réclamations dans le cadre de tels litiges pourraient être importantes ou indéterminées. Différents types de réclamations pourraient être présentées, portant notamment sur les dommages environnementaux, la violation de contrat, la négligence, la responsabilité du fait des produits, les règles antitrust, la corruption, les impôts, la contrefaçon de brevet et les questions liées à l'emploi. Le dénouement de tels litiges est incertain et pourrait avoir une incidence importante sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de Cenovus. De plus, l'issue défavorable d'un ou plusieurs litiges ou leur règlement pourraient favoriser l'apparition de nouveaux litiges. Cenovus pourrait également avoir mauvaise presse du fait de ces questions, que Cenovus soit déclarée responsable ou non au final. Nous pourrions être tenus d'engager des frais considérables pour nous défendre contre de tels litiges ou d'y consacrer d'importantes ressources.

Revendications territoriales et de droits autochtones

Des groupes autochtones ont revendiqué des droits issus de traités, des titres et des droits ancestraux visant des portions de l'Ouest canadien, notamment en Colombie-Britannique et en Alberta. Ces revendications, si elles sont jugées légitimes, pourraient avoir une incidence défavorable significative sur Cenovus. En 2014, la Cour suprême du Canada a accordé des titres ancestraux sur des terrains qui ne sont pas visés par des traités, ce qui constitue une première. Certaines revendications de droits ancestraux et de droits issus de traités, qui peuvent comprendre des revendications de titres ancestraux, sont en suspens et visent des terres où Cenovus exerce des activités. Il est impossible de garantir que les terrains qui ne sont pas visés à l'heure actuelle par des revendications présentées par des groupes autochtones ne le seront pas à leur tour. La jurisprudence récente en matière de droits ancestraux pourrait donner lieu à un nombre plus élevé de réclamations et de litiges à l'avenir.

Les gouvernements fédéral et provinciaux ont l'obligation de consulter les peuples autochtones en ce qui concerne les actions et les décisions qui pourraient avoir une incidence sur ces droits et revendications et, dans certains cas, d'accéder à leurs demandes. La portée de l'obligation de consulter des gouvernements fédéral et provinciaux fait l'objet de litiges en cours. Remplir l'obligation de consulter les peuples autochtones et, le cas échéant, d'accéder à leurs demandes peut avoir une incidence défavorable sur la capacité de Cenovus d'obtenir ou de renouveler des permis, des baux, des licences et d'autres approbations, ou de respecter les modalités de ces approbations, ou augmenter les délais pour obtenir ou renouveler lesdits permis, baux, licences et 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 réparatrices 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.

En mai 2016, le Canada a annoncé son appui à la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones (la « DNUDPA »). Les gouvernements de l'Alberta et de la Colombie-Britannique ont également adhéré aux principes et aux objectifs de la DNUDPA. Les moyens de mise en œuvre de la DNUDPA par les organismes gouvernementaux sont incertains et pourraient comporter un accroissement des obligations et des processus de consultation liés à la mise en valeur de projets, ce qui pose des risques et entraîne de l'incertitude à l'égard des échéanciers et des exigences à respecter pour obtenir les approbations réglementaires des projets.

Risques liés à la réglementation

Les risques liés à la réglementation représentent le risque de perte ou d'occasion perdue découlant de la promulgation d'obligations imposées par les organismes de réglementation ou de la modification de ces obligations, ou encore de l'impossibilité d'obtenir des organismes en question les autorisations nécessaires à un projet de mise en valeur en amont ou en aval. L'adoption de nouveaux règlements ou la modification de règlements déjà en vigueur pourraient entraver les projets actuels ou prévus de la société et imposer des coûts de conformité, ce qui aurait une incidence défavorable sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Le secteur pétrolier et gazier en général et nos activités en particulier sont assujettis à la réglementation et à l'intervention des gouvernements en vertu des lois fédérales, provinciales, territoriales, étatiques et municipales, au Canada et aux États-Unis, relativement à des questions portant, entre autres, sur le régime foncier, les permis accordés aux projets de production, les redevances, les taxes et impôts (dont l'impôt sur le résultat), les droits à verser aux gouvernements, les taux de production, les contrôles de protection de l'environnement, la protection de certaines espèces ou de certains terrains, les affectations du sol provinciales et fédérales, la réduction des émissions de GES et d'autres émissions, l'exportation du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits, le transport ferroviaire de pétrole brut ou le transport maritime, l'attribution ou l'acquisition de participations d'exploration et de production, de participations visant des sables bitumineux ou d'autres participations, l'imposition d'obligations particulières en matière de forage, le contrôle sur le développement et l'abandon et la remise en état de champs (y compris les restrictions relatives à la production) et/ou d'installations, et l'expropriation ou l'annulation possible des droits contractuels. Les modifications de la réglementation gouvernementale pourraient avoir une incidence sur les projets en cours et prévus de Cenovus ou faire augmenter les dépenses d'investissement ou les charges d'exploitation, ce qui aurait un effet négatif sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Autorisations des organismes de réglementation

Les activités de Cenovus l'obligent à obtenir certaines approbations auprès de divers organismes de réglementation, et rien ne garantit qu'elle sera en mesure d'obtenir l'ensemble des licences, des permis et autres approbations qui peuvent être nécessaires pour mener certaines activités d'exploration et de développement sur ses terrains. En outre, l'obtention de certaines approbations auprès d'organismes de réglementation peut comporter, entre autres, la consultation des parties intéressées et des Autochtones, des études d'impact sur l'environnement et des audiences publiques. Les approbations des organismes de réglementation obtenues peuvent également être assujetties au respect de certaines conditions, notamment des obligations de dépôt d'une sûreté, la supervision réglementaire continue de projets, l'atténuation ou l'élimination des incidences de projets, l'évaluation des habitats et d'autres engagements ou obligations. L'incapacité d'obtenir les approbations pertinentes des organismes de réglementation ou le défaut de respecter les conditions qui y sont assorties en temps opportun et de manière satisfaisante pourrait entraîner des retards, l'abandon ou la restructuration de projets et une augmentation des coûts.

Risque lié aux coûts d'abandon et de remise en état

Le régime actuel de responsabilité pour l'abandon, la remise en état et l'assainissement (« ARA ») des actifs pétroliers et gaziers de l'Alberta, en règle générale, limite la responsabilité de chaque partie à la quote-part lui revenant dans un actif. Dans le cas où l'un des propriétaires conjoints devient insolvable et n'est plus en mesure de financer les activités d'ARA, les contreparties solvables peuvent réclamer auprès de l'Orphan Well Association (l'« OWA ») la quote-part des coûts d'assainissement de la partie insolvable. L'OWA, qui administre les actifs orphelins, est financée à même les droits imposés aux titulaires de permis, dont Cenovus, en fonction de leur quote-part dans les obligations réputées d'ARA du secteur pétrolier et gazier relativement aux installations, aux puits et aux sites non remis en état en Alberta. Un régime de responsabilité semblable existe en Colombie-Britannique.

La Cour du banc de la Reine de l'Alberta a rendu une décision dans l'affaire Redwater Energy Corporation (« Redwater »), selon laquelle les syndics et les séquestres des parties insolvable peuvent renoncer à des actifs pétroliers et gaziers non rentables en faveur de l'AER avant d'entreprendre le processus de vente des actifs de la partie insolvable. Ces puits et installations deviennent alors des « orphelins » que l'OWA doit assainir. La Cour d'appel de l'Alberta a maintenu la décision du juge de première instance dans l'affaire Redwater (l'« appel Redwater ») et l'AER s'est vu accorder le droit de porter l'appel Redwater en appel devant la Cour suprême du Canada.

En réponse à la décision Redwater, l'AER a publié le bulletin 2016-16, lequel met notamment en place des changements importants aux procédures de l'AER portant sur les notations de gestion du passif, l'admissibilité aux permis et leur transfert. De plus, les changements apportés à l'admissibilité aux permis ont été codifiés dans la version révisée de la directive 067 de l'AER intitulée *Eligibility Requirements for Acquiring and Holding Energy Licences and Approvals*. La directive 067 confère notamment à l'AER un grand degré de discrétion pour établir si une partie pose un « risque déraisonnable » tel qu'elle ne devrait pas avoir le droit de détenir des permis de l'AER.

Le gouvernement de la Colombie-Britannique a annoncé des politiques similaires. La British Columbia Oil and Gas Commission se penche aussi sur l'élaboration d'une stratégie exhaustive de gestion du passif, motivée en partie par la décision dans l'affaire Redwater, et sur la prolifération des sites orphelins. L'imposition d'échéanciers pour les sites inactifs fait partie des mesures envisagées.

Ces changements pourraient avoir une incidence sur la capacité de Cenovus à transférer ses licences, ses approbations ou ses permis, et entraîner un accroissement des coûts et des retards ou mener à la modification de projets ou de transactions ou à leur abandon. En raison de l'affaire Redwater et du contexte économique actuel, le nombre de puits orphelins en Alberta a considérablement augmenté et, en conséquence, la valeur globale des obligations d'ARA assumées par l'OWA a augmenté et pourrait continuer de le faire. L'OWA pourrait chercher à financer la prise en charge de ces obligations en obtenant des fonds des participants du secteur, dont Cenovus, par le truchement d'une augmentation de leur cotisation annuelle, d'autres changements réglementaires ou d'autres moyens. L'incidence pour Cenovus de toute décision concernant la loi, la réglementation ou les politiques découlant de la décision Redwater et de l'appel en instance ne peut être établie de manière fiable et précise, mais le recouvrement des coûts ou d'autres mesures prises par les organismes de réglementation concernés pourraient avoir des répercussions sur Cenovus et influencer de manière défavorable et importante sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Cenovus, entre autres.

Régimes de redevances

Les flux de trésorerie de la société peuvent être directement touchés par des modifications des régimes de redevances. Les gouvernements de l'Alberta et de la Colombie-Britannique reçoivent des redevances relativement à la production d'hydrocarbures sur des terrains à l'égard desquels ils détiennent respectivement les droits miniers. La réglementation gouvernementale visant les redevances de la Couronne peut être modifiée pour de nombreuses raisons, notamment politiques. Les redevances sont habituellement calculées en tenant compte de facteurs tels les prix de référence, la productivité par puits, l'emplacement, la date de la découverte, la méthode de récupération, la profondeur des puits, et la nature et la qualité du produit pétrolier qui est produit. Un impôt minier est également prélevé dans chaque province sur la production d'hydrocarbures provenant de terrains à l'égard desquels la Couronne ne détient pas les droits miniers. L'éventualité de modifications des régimes de redevances et d'impôts miniers applicables dans les provinces où Cenovus exerce ses activités crée de l'incertitude relativement à la capacité d'estimer avec précision quelles seront les charges à payer à la Couronne et pourrait avoir une incidence notable sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Cenovus.

Le gouvernement de l'Alberta a mis en place un cadre modernisé sur les redevances (le « cadre modernisé ») qui s'applique à tous les puits classiques dont le forage aura démarré à compter du 1^{er} janvier 2017. Le cadre modernisé ne vise pas la production des sables bitumineux, assujettie à son propre cadre de redevances. Les puits dont le forage a démarré avant le 13 juillet 2016 continueront d'être exploités aux termes du cadre sur les redevances précédent. Dans le cas des puits dont le forage a démarré entre ces dates, il sera possible d'adhérer au cadre modernisé si certains critères sont remplis. Après le 31 décembre 2026, tous les puits seront assujettis au cadre modernisé. Aux termes du cadre modernisé, le gouvernement de l'Alberta a annoncé la mise en place de deux nouveaux programmes stratégiques sur les redevances visant à inciter les producteurs pétroliers et gaziers à augmenter leur production et à procéder à l'exploration des ressources dans de nouvelles régions : le programme de récupération assistée des hydrocarbures (Enhanced Hydrocarbon Recovery Program) et le programme sur les ressources émergentes (Emerging Resources Program). Ces programmes tiendront compte des coûts accrus liés à la mise en valeur des ressources émergentes et à l'élaboration de méthodes de récupération assistée dans le cadre du calcul des taux de redevance. Les taux et la structure des redevances visant la production des sables bitumineux en Alberta demeurent globalement inchangés à la suite de l'examen des redevances. Le gouvernement de l'Alberta a indiqué qu'il compte moderniser le processus de calcul des coûts et de perception des redevances visant les sables bitumineux, et il a récemment instauré la communication au public des renseignements sur les coûts, les produits des activités ordinaires et la perception ayant trait aux projets de sables bitumineux et aux redevances y afférentes.

D'autres changements apportés aux régimes de redevances en Alberta, des changements apportés au régime de redevances existant en Colombie-Britannique, des changements à la façon dont sont interprétés et appliqués les régimes de redevances actuels par les gouvernements concernés, ou un accroissement des obligations d'information de Cenovus pourraient avoir une incidence importante sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Une augmentation des taux de redevance en Alberta ou en Colombie-

Britannique réduirait les bénéfices de la société et pourrait rendre non rentables, dans la province en cause, les dépenses d'investissement futures ou les activités actuelles. Une augmentation importante des redevances ou des impôts miniers pourrait réduire la valeur de nos actifs connexes.

Risque lié à la réglementation en matière d'environnement

Tous les aspects des activités liées au pétrole brut, au gaz naturel et au raffinage sont assujettis à la réglementation en matière d'environnement adoptée en application de diverses lois et de divers règlements municipaux, d'État, territoriaux, provinciaux et fédéraux canadiens et américains (collectivement, la « réglementation en matière d'environnement »). La réglementation en matière d'environnement prévoit que les puits, sites d'installations, raffineries et autres biens et activités liés à l'entreprise de la société sont construits, exploités, exercés, entretenus, abandonnés, remis en état et entrepris conformément aux exigences qui y sont énoncées. De plus, certains types d'activités, notamment les projets d'exploration et de développement et les modifications de certains projets existants, peuvent exiger que des demandes de permis ou des études d'impact sur l'environnement soient présentées et approuvées. La réglementation environnementale impose notamment des restrictions, des responsabilités et des obligations liées à la production, à la manipulation, à l'utilisation, à l'entreposage, au transport, au traitement et à l'évacuation des matières dangereuses et des déchets dangereux et en cas de déversements et d'émissions de substances diverses dans l'environnement. Cette réglementation impose également des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la gestion des sources d'eau utilisées ou dont l'utilisation est envisagée dans le cadre d'activités d'exploitation pétrolière et gazière. La complexité de l'évolution du cadre réglementaire en matière d'environnement rend ardue toute prédiction quant aux répercussions éventuelles sur Cenovus.

Le respect de la réglementation en matière d'environnement peut se traduire par des dépenses importantes, notamment des coûts et des dommages découlant de rejets ou de terrains contaminés ou de déversements, ou de nouvelles obligations en matière de conformité. La société prévoit que les dépenses d'investissement et les charges d'exploitation pourraient continuer d'augmenter du fait de l'entrée en vigueur de la nouvelle réglementation en matière d'environnement. Le défaut de respecter la réglementation en matière d'environnement peut entraîner l'imposition d'amendes, de pénalités et d'ordonnances de protection de l'environnement ainsi que la suspension des activités, et entacher la réputation de la société. Le coût du respect de la réglementation en matière d'environnement pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Cenovus. L'entrée en vigueur de nouveaux règlements en matière d'environnement ou la modification de tels règlements existants touchant le secteur du pétrole brut et du gaz naturel pourraient généralement réduire la demande en pétrole brut et en gaz naturel et faire augmenter les coûts liés à la conformité, et avoir une incidence défavorable sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la société. Cenovus pourrait également faire l'objet de poursuites par des tiers relativement aux changements climatiques ou à d'autres règlements environnementaux.

Réglementation liée aux changements climatiques

Divers gouvernements fédéraux, provinciaux et d'États ont annoncé leur intention de réglementer les émissions de GES. Certains de ces règlements sont en vigueur alors que certains autres en sont à diverses étapes d'examen, de discussion ou de mise en application aux États-Unis et au Canada.

En 2016, le gouvernement du Canada a ratifié l'Accord international de Paris sur les changements climatiques et annoncé l'instauration d'un nouveau régime national de tarification du carbone (la « stratégie sur le carbone »). L'ensemble des provinces et territoires, à l'exception de la Saskatchewan et du Manitoba, ont signé le cadre pancanadien visant la mise en œuvre de la stratégie sur le carbone. En 2018, le gouvernement fédéral a publié le projet de *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* dans le cadre de la stratégie sur le carbone, laquelle établit i) un prix pour les émissions de carbone des combustibles fossiles de 10 \$ par tonne d'équivalent en dioxyde de carbone (« CO₂e ») en 2018, qui augmentera de 10 \$ annuellement pour atteindre 50 \$ par tonne de CO₂e en 2022 et ii) un système de tarification fondé sur le rendement (« STFR ») pour les installations industrielles qui génèrent des émissions annuelles d'au moins 50 kilotonnes de GES. Les installations visées par le STFR seront assujetties à la tarification du carbone sur la partie de leurs émissions qui dépasse le plafond des émissions annuelles fondé sur le rendement. Cette tarification peut être réglée par le paiement d'une redevance ou par l'application de crédits excédentaires émis par le gouvernement fédéral ou de crédits compensatoires admissibles. Ce système est actuellement en cours d'élaboration.

Le plan de leadership sur le climat de l'Alberta énonce plusieurs obligations concernant le secteur pétrolier et gazier : 1) l'entrée en vigueur d'une taxe sur le carbone visant tous les secteurs de l'économie; 2) la limitation des émissions des sables bitumineux pour qu'elles ne dépassent pas au total 100 mégatonnes par année dans l'ensemble de la province (comparativement aux niveaux actuels des émissions du secteur qui sont d'environ 70 mégatonnes par année), sous réserve de certaines exceptions visant les sources d'énergie produite par cogénération et la nouvelle capacité de valorisation; et 3) un objectif de réduction de 45 % des émissions de méthane issues d'activités pétrolières et gazières d'ici 2025. La taxe sur le carbone est fondée sur un taux de 30 \$ la tonne en 2018, et les activités essentielles aux procédés de production de pétrole et de gaz en sont exemptées jusqu'en 2023.

Le règlement de l'Alberta sur la compétitivité en matière de carbone intitulé *Carbon Competitiveness Incentive Regulation* (le « CCIR » entré en vigueur le 1^{er} janvier 2018) s'applique aux installations dont les émissions dépassent les 100 000 tonnes de GES par année. Ces installations sont exemptées de la taxe sur le carbone, mais elles doivent respecter un plafond d'intensité des émissions qui est fixé d'après la performance du secteur. Lorsque les émissions

dépasse le plafond, l'installation doit réduire ses émissions nettes en ayant recours à des compensations ou à des crédits d'émission ou en finançant des crédits pour compenser ses émissions réelles. Les plafonds feront l'objet d'ajustements futurs.

La loi sur la taxe sur le carbone de la Colombie-Britannique intitulée *Carbon Tax Act* établit un prix du carbone de 30 \$ la tonne de CO₂e pour la combustion de carburant. À compter du 1^{er} avril 2018, la taxe sur le carbone provinciale devrait augmenter de 5 \$ la tonne de CO₂e par année pour atteindre la cible fédérale de 50 \$ le 1^{er} avril 2021. La taxe pourrait aussi être étendue aux émissions fugitives et mises à l'air libre du secteur pétrolier et gazier. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a manifesté son intention d'imposer d'autres mesures, comme la réduction des émissions de méthane en amont de 45 % et il pourrait établir des objectifs et des plans de réduction sectoriels distincts. Le gouvernement a aussi indiqué qu'il comptait travailler de concert avec les secteurs qui produisent d'importantes émissions afin de protéger leur compétitivité. Les détails n'ont pas encore été annoncés.

En 2017, le gouvernement fédéral a aussi proposé des règlements visant à limiter les rejets de méthane et de composés organiques volatils dont la mise en œuvre s'échelonne de 2020 à 2023. Les provinces peuvent établir leurs propres règlements sur la réduction des émissions de méthane et conclure des accords d'équivalence avec le gouvernement fédéral. L'Alberta élabore actuellement des règles sur le méthane qui devraient s'aligner sur le projet de règlements du gouvernement fédéral.

Il est prévu que les mécanismes de tarification du carbone en Alberta et en Colombie-Britannique respecteront les exigences de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* du gouvernement fédéral. Nos actifs de sables bitumineux en exploitation et deux de nos installations de traitement du gaz naturel sont assujettis au CCIR et, de ce fait, exemptés de la taxe sur le carbone en Alberta. Cette exemption pour les activités essentielles à la production de pétrole et de gaz s'applique à la vaste majorité des émissions provenant des activités dans le Deep Basin de la société. En 2023, lorsque les exemptions actuelles devraient prendre fin, nous nous attendons à ce qu'une partie de nos installations de production de pétrole et de gaz classiques puisse se soumettre au régime du CCIR, ce qui permettrait d'atténuer une partie des coûts associés à la taxe sur le carbone.

Des incertitudes existent quant à l'échéancier et aux effets de cette réglementation émergente et des autres mesures législatives envisagées, notamment la façon dont elles pourront être harmonisées; il est donc difficile de déterminer avec exactitude les coûts qu'elles entraîneront et leur incidence sur les fournisseurs de la société. Des modifications additionnelles des lois sur les changements climatiques pourraient avoir une incidence défavorable sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la société, mais cette incidence ne peut être établie de manière fiable et précise à l'heure actuelle.

La réglementation émergente pourrait avoir d'autres conséquences, notamment les suivantes : des coûts de conformité accrus, des retards dans l'obtention des permis, des coûts considérables nécessaires pour la génération ou l'achat de crédits d'émission, tous ces facteurs pouvant faire augmenter les charges d'exploitation. De plus, il est possible que la société ne puisse faire l'acquisition de crédits d'émission ou de crédits compensatoires ou qu'elle ne puisse en faire l'acquisition de manière rentable. Il peut être impossible, techniquement ou économiquement, de mettre en application les réductions obligatoires des émissions, en totalité ou en partie, et le fait de ne pas satisfaire à ces obligations de réduction des émissions ou de ne pas respecter d'autres mécanismes de conformité peut avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise de la société en occasionnant, entre autres, des amendes, des retards dans l'obtention de permis et de licences, des pénalités et la suspension des activités.

L'analyse de Cenovus suggère que la société restera résiliente sur le plan financier à long terme, et ce, dans différents scénarios de politiques d'ordre climatique. Cependant, la portée et l'étendue de toute conséquence défavorable de l'un de ces programmes ou règlements supplémentaires ne peuvent être estimées avec exactitude pour l'heure, car les obligations législatives et réglementaires précises n'ont pas encore été mises au point. Qui plus est, les détails concernant d'autres mesures à l'étude et les délais de conformité demeurent flous. Par conséquent, rien ne garantit que l'incidence des règlements à venir en matière de changement climatique ne sera pas considérable pour Cenovus.

Normes relatives aux carburants à faible teneur en carbone

La législation environnementale existante et proposée élaborée par certains États des États-Unis, certaines provinces canadiennes, le gouvernement fédéral canadien et des pays membres de l'Union européenne, qui régit les normes relatives aux combustibles carbonés pourrait entraîner une augmentation des coûts et une réduction des revenus. La réglementation éventuelle pourrait avoir une incidence négative sur la commercialisation du bitume, du pétrole brut ou des produits raffinés de Cenovus ou pourrait l'obliger à acheter des crédits d'émission afin d'effectuer des ventes dans ces territoires.

Le 13 décembre 2017, Environnement et Changement climatique Canada a publié un cadre de réglementation pour la Norme sur les combustibles propres devant être adoptée en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. Le gouvernement fédéral prévoit publier un projet de réglementation en 2018. La Norme sur les combustibles propres établira des exigences distinctes en termes d'intensité en carbone pour les combustibles liquides, gazeux et solides utilisés pour le transport, l'industrie et les bâtiments au cours de leur cycle de vie. La Norme sur les combustibles propres a pour objectif officiel d'inciter à l'utilisation d'une vaste gamme de combustibles, de sources d'énergie et de technologies à faible teneur en carbone. La Norme sur les combustibles propres s'appliquera aux combustibles liquides, gazeux et solides brûlés dans le but de produire de l'énergie, notamment les combustibles « produits et utilisés à l'interne », c'est-à-dire, ceux qu'utilisent les producteurs ou les importateurs. La Norme sur les combustibles propres risque d'avoir une incidence sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la société, mais il est difficile de prévoir ou de quantifier ces effets, s'il en est, à l'heure actuelle.

L'État de la Californie et la province de la Colombie-Britannique ont promulgué un règlement sur les changements climatiques sous la forme d'une norme applicable aux carburants à faible teneur en carbone et d'un règlement sur les exigences en matière de carburants à faible teneur en carbone et renouvelables, respectivement. Cette réglementation exige la réduction du cycle de vie des émissions de carbone attribuables aux carburants de transport. En tant que producteur de sables bitumineux, Cenovus n'est pas directement réglementée et il n'est pas prévu qu'elle aura une obligation de conformité à ce propos. Les entreprises de raffinage en Californie et en Colombie-Britannique sont tenues de respecter la législation.

Normes applicables aux carburants renouvelables

Nos activités de raffinage aux États-Unis sont assujetties à diverses lois et divers règlements qui imposent des exigences strictes et coûteuses. Il faut particulièrement noter la loi intitulée *Energy Independence and Security Act of 2007* (l'« EISA 2007 ») qui a établi des objectifs et des exigences en matière de gestion de l'énergie. Aux termes de l'EISA 2007, entre autres, l'Environmental Protection Agency a publié le programme relatif à la norme applicable aux combustibles renouvelables qui prescrit le volume total des carburants de transport renouvelables vendus ou importés aux États-Unis et requiert que les carburants renouvelables comme l'éthanol ou les biocarburants avancés soient mélangés avec de l'essence par la partie visée par l'obligation. Le volume des combustibles renouvelables mélangés aux produits pétroliers finis augmente au fil du temps jusqu'en 2022. Dans la mesure où des raffineries ne mélangent pas des combustibles renouvelables à leurs produits finis, elles doivent acheter des crédits, qu'on appelle des numéros d'identification renouvelables (« NIR ») sur le marché libre. Les NIR sont assignés à chaque gallon de carburant renouvelable produit ou importé aux États-Unis. Les NIR ont été mis en œuvre pour offrir aux entreprises de raffinage une certaine souplesse dans le respect des normes applicables aux carburants renouvelables.

Les raffineries de la société ne mélangent pas de carburants renouvelables aux produits de carburant à moteur qu'elles produisent et, par conséquent, nous sommes tenus, par l'intermédiaire de WRB, d'acheter des NIR sur le marché libre, où il y a fluctuation des prix. Dans le futur, la réglementation pourrait modifier le volume des carburants renouvelables qui doivent être mélangés aux produits raffinés, entraînant une volatilité des prix des NIR ou une insuffisance du nombre de NIR offerts permettant de respecter les exigences. Par conséquent, cette situation pourrait avoir une incidence défavorable sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Spécification de la teneur en soufre du fuel-oil utilisé par les navires

En tant qu'institution spécialisée des Nations Unies et principal organisme de réglementation du secteur des transports maritimes, l'Organisation maritime internationale (« OMI ») est l'autorité mondiale chargée d'établir des normes pour la sécurité, la sûreté et la performance environnementale des transports maritimes internationaux. L'OMI a fixé un plafond mondial de la teneur en soufre du fuel-oil utilisé par les navires de 0,5 % en poids à compter du 1^{er} janvier 2020, ce qui représente une réduction drastique par rapport au plafond actuel de 3,5 % en poids. Cela permettra de réduire les émissions d'oxydes de soufre (SO_x) provenant des navires de manière significative et, selon l'OMI, devrait avoir des conséquences extrêmement positives sur l'environnement et la santé partout dans le monde, notamment pour les populations vivant à proximité des ports et des côtes.

Les raffineries du monde entier utilisent environ trois millions de barils par jour de fuel-oil lourd à haute teneur en soufre qu'elles mélangent avec du pétrole léger pour obtenir du fuel-oil marin destiné au secteur des transports maritimes. Les raffineries font du fuel-oil lourd avec les composantes du pétrole brut difficiles à traiter, généralement les composantes résiduelles à teneur élevée en soufre. Il est plus difficile de réduire la teneur en soufre du fuel-oil lourd que celle des distillats plus légers, car les asphaltènes contenus dans le fuel-oil lourd exigent un traitement plus complexe et plus coûteux.

La production de pétrole brut de Cenovus contient une grande quantité de composantes résiduelles à teneur élevée en soufre. La majeure partie du pétrole brut de Cenovus est traitée par des raffineries complexes. Cependant, après 2020, la capacité disponible de raffinage complexe pourrait se raréfier. Le plafond de la teneur en soufre qu'imposera l'OMI pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la commercialisation du pétrole brut de la société et contribuer à accroître sensiblement les écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd, faisant plonger les prix du pétrole brut plus lourd, y compris le bitume. La gravité des conséquences dépendra de la mise en application de la règle, de la production de brut corrosif lourd à l'échelle mondiale et de l'accroissement de la capacité disponible de traitement du brut lourd.

Cadre réglementaire en matière d'utilisation des terres de l'Alberta

Le cadre réglementaire en matière d'utilisation des terres de l'Alberta (*Land-Use Framework*) a été mis en œuvre en application de la loi intitulée *Alberta Land Stewardship Act* (« ALSA ») qui précise l'approche du gouvernement de l'Alberta à l'égard de la gestion des ressources foncières et naturelles de l'Alberta dans le but d'atteindre certains objectifs économiques, environnementaux et sociaux à long terme. Dans certains cas, l'ALSA modifie ou annule des consentements accordés précédemment, comme les permis, les licences, les approbations ou les autorisations réglementaires, afin d'atteindre ou de maintenir un objectif ou une politique découlant de la mise en œuvre d'un plan régional.

Le gouvernement de l'Alberta a mis en œuvre le Plan régional du Bas-Athabasca (« PRBA »), qui a été instauré en vertu de l'ALSA. Le PRBA formule des cadres de gestion obligatoires, notamment dans les domaines de l'air, des terres et de l'eau, qui intégreront des limites et des seuils déclencheurs cumulatifs et qui mettront en lumière des aspects liés à la conservation, au tourisme et aux activités récréatives. Une incertitude existe à l'égard de l'incidence de demandes ultérieures de développement dans les régions couvertes par le PRBA, y compris l'éventualité de restrictions applicables à la mise en valeur et d'annulation de droits miniers.

Le gouvernement de l'Alberta a également mis en œuvre le Plan régional de la Saskatchewan Sud (« PRSS ») et a amorcé le processus de planification pour le Plan régional de la Saskatchewan Nord (« PRSN »), dans le cadre de

l'ALSA. Le PRSS ne devrait pas influencer de façon importante sur les activités actuelles de Cenovus, mais il peut avoir une incidence sur les projets futurs que cette dernière pourrait entreprendre dans la région. Rien ne garantit que le PRSS ni aucun autre plan régional futur élaboré et mis en œuvre par le gouvernement de l'Alberta n'auront pas une incidence importante sur les activités actuelles ou futures dans les régions visées.

Loi sur les espèces en péril

La *Loi sur les espèces en péril* du gouvernement fédéral canadien et les lois provinciales équivalentes concernant les espèces menacées et les espèces en voie de disparition peuvent limiter le rythme et l'ampleur du développement dans les zones qualifiées d'habitat essentiel pour les espèces préoccupantes (p. ex., le caribou des bois). Un litige récent impliquant le gouvernement fédéral relativement à la *Loi sur les espèces en péril* a soulevé des problèmes associés à la protection des espèces en péril et de leur habitat essentiel, tant au niveau fédéral que provincial. En Alberta, le Alberta Caribou Action and Range Planning Project a été élaboré en vue d'établir des plans relatifs aux aires de distribution et des plans d'action en vue d'assurer la gestion et le rétablissement de 15 populations de caribous de l'Alberta. Des mesures de planification semblables ont été prises en Colombie-Britannique par le ministère de l'Environnement et le ministère des Forêts, des Terres et de l'Exploitation des ressources naturelles.

En 2017, le gouvernement de la Colombie-Britannique a publié pour commentaires son projet de plan de rétablissement du caribou boréal et le gouvernement de l'Alberta a publié pour commentaires son projet de plan provincial de protection de l'aire de distribution du caribou des bois. Les deux projets de plans se concentrent en grande partie sur des caractéristiques linéaires comme le profil sismique. Si les plans d'action et les plans relatifs aux aires de distribution élaborés par les provinces sont jugés ne pas offrir une probabilité suffisante de rétablissement des caribous, la loi fédérale prévoit la capacité de mettre en œuvre des mesures qui empêcheraient le développement futur ou modifieraient les activités actuelles. L'adoption de mesures par les gouvernements fédéral et provinciaux pour protéger des espèces en péril, tel le caribou des bois, et leur habitat essentiel dans des zones où Cenovus exerce déjà des activités, ou pourrait en exercer éventuellement, pourrait modifier le rythme et l'ampleur des projets de mise en valeur.

Système de gestion de la qualité de l'air fédéral

Le *Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques* (le « RMPA »), pris en application de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, vise à protéger l'environnement et la santé des Canadiens en établissant des normes obligatoires et cohérentes à l'échelle nationale concernant les émissions de polluants atmosphériques. Le RMPA vise l'établissement d'exigences de base relatives aux émissions industrielles (les « EBEI ») précises pour l'équipement. Les EBEI pour les oxydes d'azote émis par les chaudières, les fournaies et les moteurs alternatifs autonomes de la société sont réglementées conformément à des normes de rendement précises. Cenovus ne s'attend pas à ce que le RMPA ait une incidence importante sur ses activités actuelles ou futures.

Les normes canadiennes de qualité de l'air ambiant (« NCQAA ») pour les particules fines (PM_{2,5}) et l'ozone ont été mises en place dans le cadre du Système de gestion de la qualité de l'air (« SGQA ») national. La mise en œuvre à l'échelle provinciale des NCQAA pourrait avoir lieu au niveau des zones atmosphériques régionales et les mesures de gestion de ces zones pourraient comporter des normes d'émissions plus strictes applicables aux sources industrielles des titulaires d'autorisations dans des régions où Cenovus exerce des activités, ce qui pourrait avoir des incidences négatives, notamment une hausse des charges d'exploitation.

Examen des processus environnementaux et réglementaires par le gouvernement fédéral

En 2016, le gouvernement du Canada a amorcé l'examen de processus environnementaux et réglementaires aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, de la *Loi sur les pêches* et de la *Loi sur la protection de la navigation*. En février 2018, le gouvernement du Canada a proposé des modifications à la *Loi sur les pêches* et à la *Loi sur la protection de la navigation* et il a proposé l'édiction de la *Loi sur l'évaluation d'impact* et de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*.

Les modifications proposées à la *Loi sur les pêches* rétablissent l'ancienne interdiction de réaliser toute activité entraînant « la détérioration, la destruction ou la perturbation de l'habitat du poisson (« DDPH ») et instaurent plusieurs nouvelles exigences visant à élargir la portée de la loi en matière de protection et de rôle et d'intérêts des groupes autochtones. Les dispositions en matière de DDPH peuvent se traduire par de nouvelles exigences en matière de permis dans les zones où nos activités peuvent avoir des répercussions sur l'habitat du poisson.

Les modifications à la *Loi sur la protection de la navigation*, notamment la proposition de la rebaptiser *Loi sur les eaux navigables canadiennes*, élargissent la portée à toutes les eaux navigables, instaurent une plus grande surveillance des eaux navigables et, tout comme la *Loi sur les pêches*, établissent plusieurs nouvelles exigences visant à élargir la portée de la loi en matière de protection et de rôle et d'intérêts des groupes autochtones.

La *Loi sur l'évaluation d'impact* proposée remplacera la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et, si elle est adoptée, établira l'Agence canadienne d'évaluation des impacts, qui aura pour mandat de diriger et de coordonner les évaluations des impacts pour tous les projets désignés, notamment ceux administrés auparavant par l'Office national de l'énergie. Les modifications proposées élargissent les possibilités en matière d'évaluation au-delà de l'environnement pour inclure la santé, les aspects sociaux et économiques, l'égalité des sexes et les impacts sur les peuples autochtones. La *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* proposée devrait substituer l'Office national de l'énergie par la Régie canadienne de l'énergie et modifier le rôle de l'organisme de réglementation.

Des changements peuvent être apportés aux modifications proposées à mesure que celles-ci progressent dans le processus parlementaire. La portée et l'ampleur des incidences défavorables des changements apportés à la législation ou aux programmes sur la mise en valeur des projets et les activités d'exploitation ne peuvent être estimées avec fiabilité ou exactitude au moment actuel puisqu'il existe une incertitude quant aux modalités de mise en œuvre des modifications législatives qui seront adoptées et de la nature définitive des règlements connexes, y compris la liste des projets désignés. Des obligations accrues en matière d'évaluation environnementale et d'information pourraient entraîner un risque d'augmentation des coûts et des retards dans la mise en valeur des projets.

Examen des processus environnementaux et réglementaires par le gouvernement de la Colombie-Britannique

En 2017, le gouvernement de la Colombie-Britannique s'est engagé à passer en revue les processus d'évaluation environnementale et d'autres processus réglementaires de la province, ainsi qu'à promulguer une loi sur les espèces en péril et à harmoniser les autres lois qui portent sur l'environnement. Le gouvernement a entrepris d'examiner le caractère adéquat et la surveillance du modèle de dépendance envers les professionnels employés dans le secteur des ressources naturelles et il a mis en place des règles imposant aux transporteurs de produits pétroliers liquides la préparation en cas de déversement en Colombie-Britannique. Le gouvernement a aussi confirmé sa volonté de procéder à une évaluation scientifique de la fracturation hydraulique afin d'en déterminer les effets sur l'eau et la relation avec l'activité sismique.

Le gouvernement de la Colombie-Britannique a proposé l'adoption d'une réglementation en matière d'intervention et de récupération en cas de déversement de produits pétroliers liquides. La réglementation proposée porte sur le temps de réponse, l'indemnisation pour les pertes d'usage public ou culture des terrains, des ressources ou des services publics en cas de déversement, ainsi que sur la création de plans d'intervention géographiques dans certaines zones. Le gouvernement mettra également sur pied un comité consultatif scientifique indépendant ayant pour mandat de formuler des recommandations quant à la faisabilité et la méthode de transport sécuritaire et de nettoyage des pétroles lourds (comme le bitume). Pendant que le comité consultatif poursuit ses travaux, le gouvernement propose des restrictions réglementaires sur l'augmentation des volumes transportés de bitume dilué.

La portée et l'ampleur des incidences défavorables des changements apportés à la législation ou aux politiques sur la mise en valeur des projets et les activités d'exploitation ne peuvent être estimées avec fiabilité ou exactitude au moment actuel puisqu'il existe une incertitude quant aux recommandations à l'étude ou formulées. Des obligations accrues en matière d'évaluation environnementale ou des interruptions de transport pourraient entraîner un risque d'augmentation des coûts et des retards dans la mise en valeur des projets.

Permis d'utilisation des eaux

En Alberta, nous utilisons actuellement pour certaines activités de l'eau douce, que nous nous procurons en vertu de permis accordés aux termes de la loi intitulée *Water Act (Alberta)*, pour fournir l'eau domestique et l'eau utilitaire à nos installations de DGMV et aux fins de nos programmes de délimitation des ressources de bitume et de nos activités dans le Deep Basin. Pour l'heure, nous ne sommes pas tenus de payer l'eau que nous utilisons aux termes de ces permis. Rien ne garantit que nous ne devrions pas verser des droits pour l'utilisation de l'eau à l'avenir, ni que ces droits seront raisonnables. Si une modification était apportée aux exigences de ces permis et que les quantités d'eau que la société peut utiliser s'en trouvaient réduites, notre production pourrait diminuer ou nos charges d'exploitation, augmenter, ce qui aurait dans les deux cas une incidence défavorable significative sur les affaires et la performance financière. Rien ne garantit que ces permis ne seront pas annulés ou que des conditions additionnelles ne seront pas imposées pour leur obtention. De plus, l'expansion de nos projets est tributaire de l'obtention de permis pour accéder à des quantités d'eau supplémentaires. Rien ne garantit que ces permis seront délivrés, ou qu'ils le seront à des conditions favorables, ou qu'il existera de l'eau pouvant être déviée aux termes de ces permis.

En Colombie-Britannique, l'utilisation des eaux souterraines est réglementée par l'entrée en vigueur de la loi intitulée *Water Sustainability Act*. La majeure partie de l'utilisation d'eau souterraine (autre qu'à des fins domestiques) nécessite un permis pour dévier l'eau d'un aquifère. Une période de transition de trois ans permettra aux utilisateurs non domestiques actuels d'eau souterraine de s'adapter au régime actuel de permis d'utilisation des eaux et à son système de priorité premier arrivé, premier servi. Les règlements pris en application de la *Water Sustainability Act* fixent des redevances d'utilisation de l'eau annuelles. D'autres règlements continuent d'être proposés et mis en vigueur pour étayer cette loi.

Les droits d'utilisation de l'eau pourraient augmenter et les modalités des permis pourraient être modifiées dans l'avenir, ce qui pourrait nuire à notre entreprise, notamment à notre capacité d'exercer des activités d'exploitation. De plus, si nous avons besoin de nouveaux permis ou de modifications des permis existants, rien ne garantit que ces permis ou ces modifications nous seront accordés selon des modalités favorables.

Politique de l'Alberta relative aux milieux humides

La gestion des milieux humides en Alberta est régie par l'article 36 de la *Water Act* (la « Loi sur les eaux »), ainsi que par la politique sur les milieux humides de l'Alberta (*Alberta Wetland Policy*) (« la politique sur les milieux humides ») et le guide provincial de restauration des milieux humides et de compensation (*Provincial Wetland Restoration and Compensation Guide*).

Aux termes de la politique sur les milieux humides de l'Alberta, les promoteurs de l'exploitation d'actifs pétroliers et gaziers dans des zones marécageuses peuvent être tenus d'éviter les milieux humides ou d'atténuer les effets de l'aménagement sur ceux-ci.

La politique sur les milieux humides de l'Alberta ne devrait pas influencer sur les activités existantes de Cenovus à Foster Creek, à Christina Lake et à Narrows Lake, où les plans d'atténuation et de gestion des milieux humides sur 10 ans de la société ont été approuvés aux termes de la précédente politique relative aux milieux humides. Cependant, les nouveaux projets de mise en valeur et des phases d'agrandissement futures seront vraisemblablement touchés par certains aspects de cette politique. Les concessions de sables bitumineux de Cenovus sont situées dans des régions où les milieux humides constituent 50 % du territoire. L'aménagement de certains projets dans l'actif de Deep Basin à proximité de milieux humides sera aussi touché par cette politique. Il pourrait être impossible de les « éviter » dans le cadre de nouveaux projets, de projets d'aménagement et de phases d'agrandissement. Cenovus prévoit être tenue de respecter les exigences relatives à la remise en état des milieux humides ou, si une disparition permanente de milieux humides survenait, à leur remplacement. Conformément à la directive de l'Alberta sur la restauration des milieux humides (*Alberta Wetland Restoration Directive*) de 2016, les mécanismes de remplacement assimilés à la restauration comprennent l'acquisition de crédits (en voie d'élaboration), un paiement versé à un programme de frais compensatoires ou des mesures de remplacement effectuées par un titulaire de permis.

S'appuyant sur les déclarations écrites figurant dans la directive concernant l'atténuation des incidences sur les milieux humides (*Alberta Wetland Mitigation Directive*) de 2016 et sur les consultations auprès du ministère de l'Environnement et des Parcs de l'Alberta et de l'AER, Cenovus ne s'attend pas à une incidence importante sur ses actifs de sables bitumineux ou ses actifs non classiques dans le Deep Basin. Par contre, des incertitudes persistent quant à la façon dont cette politique sera mise en œuvre et, à ce jour, rien ne garantit qu'elle n'aura pas d'incidence sur les projets de mise en valeur futurs de la société.

Fracturation hydraulique

Certaines parties prenantes allèguent que les techniques de fracturation hydraulique sont nuisibles aux eaux de surface et aux sources d'eau potable et suggèrent que davantage de lois et règlements fédéraux, provinciaux, territoriaux et municipaux pourraient être nécessaires afin d'assurer un encadrement réglementaire plus rigoureux du procédé de fracturation hydraulique.

Le gouvernement fédéral du Canada et certains gouvernements provinciaux poursuivent l'examen de certains aspects du cadre politique, réglementaire et scientifique qui régit actuellement la fracturation hydraulique. De plus, les gouvernements de certains territoires où la société n'exerce pas d'activités à l'heure actuelle ont envisagé ou imposé des moratoires sur la fracturation hydraulique en attendant la conclusion de nouvelles études. De même, des gouvernements ont adopté, et d'autres ont étudié la possibilité d'adopter, des règlements imposant des exigences plus strictes en matière de permis, de communication d'informations et de construction des puits à l'égard des activités de fracturation hydraulique.

De nouvelles lois, de nouveaux règlements ou de nouvelles exigences en matière de permis visant la fracturation hydraulique pourraient donner lieu à des limites ou des restrictions relatives aux activités de mise en valeur de pétrole et de gaz, à des retards dans l'exploitation, à des exigences opérationnelles supplémentaires ou à des revendications accrues de tiers ou de gouvernements, ce qui pourrait faire augmenter les coûts de conformité et d'exploitation pour la société ainsi que diminuer la quantité de gaz naturel et de pétrole que Cenovus sera capable de produire à partir de ses réserves.

Activité sismique

Dans certaines régions de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, une augmentation localisée de la fréquence de l'activité sismique a été associée aux activités pétrolières et gazières. Même si l'activité sismique liée aux activités pétrolières et gazières est généralement très faible, elle a été associée au rejet en profondeur d'eaux usées aux États-Unis et à la fracturation hydraulique dans l'Ouest canadien, ce qui a donné lieu à des mesures législatives et réglementaires visant à répondre à ces préoccupations.

Ces mesures pourraient se traduire par l'imposition d'une surveillance accrue, des restrictions à l'égard de l'injection d'eau produite dans certains puits de rejet et/ou la modification ou la réduction des activités de fracturation hydraulique, ce qui pourrait entraîner des retards opérationnels ou une augmentation des coûts de conformité ou avoir d'autres effets défavorables sur les activités d'exploitation de Cenovus.

Loi intitulée *Oil and Gas Activities Act*

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.

Risque lié à la réputation

Nous tablons sur notre réputation afin de tisser et de maintenir des liens positifs avec nos parties prenantes, de recruter du personnel et de le maintenir en poste et d'être une société crédible, digne de confiance. Toute mesure que nous prenons qui provoque une opinion défavorable dans le public peut nuire à notre réputation, ce qui pourrait influencer défavorablement le cours de nos actions, nos plans d'aménagement et notre capacité à poursuivre nos activités.

Perception du public sur les sables bitumineux en Alberta

La mise en valeur des sables bitumineux en Alberta a reçu une attention considérable lors des consultations publiques récentes concernant l'impact sur l'environnement, les changements climatiques et les émissions de GES. Malgré le fait que l'attention porte principalement sur l'extraction minière de bitume et non pas sur la production sur place, les inquiétudes du public au sujet des sables bitumineux en général et des émissions de GES et des pratiques d'utilisation de l'eau et des terres dans les projets de mise en valeur de sables bitumineux en particulier pourraient nuire, directement ou indirectement, à la rentabilité des projets en cours de sables bitumineux de la société et à la viabilité de ses projets futurs de sables bitumineux en créant une incertitude réglementaire considérable menant à la formation de modèles économiques incertains pour les projets actuels et futurs et à des retards dans l'approbation de projets futurs.

Les conséquences négatives qui pourraient découler des modifications du régime réglementaire actuel comprennent notamment la création d'une réglementation extraordinaire en matière d'environnement et d'émissions pour les projets actuels et futurs par les autorités gouvernementales qui pourrait provoquer des modifications des exigences relatives à la conception et à l'exploitation des installations, ce qui risque de faire augmenter les coûts de construction, d'exploitation et d'abandon. De plus, une législation ou des politiques limitant les achats de pétrole brut ou de bitume produits à partir des sables bitumineux pourraient être adoptées dans des territoires nationaux et/ou étrangers, ce qui pourrait alors restreindre le marché mondial de ce type de pétrole brut, en réduire le prix et ainsi donner lieu au délaissement d'actifs ou à une incapacité de mener à bien la mise en valeur de ressources pétrolières à l'avenir.

Autres risques

Risques liés à l'acquisition

Coûts ou obligations imprévus liés à l'acquisition

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

Même si la société a procédé à des études environnementales et à des recherches de titre concernant les actifs du Deep Basin, à savoir environ trois millions d'acres nets de terrains riches en gaz naturel, condensats et autres LGN ainsi qu'en pétrole léger et moyen situés principalement dans les zones d'exploitation Elsworth-Wapiti, Kaybob-Edson et Clearwater, ainsi que des participations dans de nombreuses installations de traitement du gaz naturel, 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 nous n'ayons pas relevé certaines obligations ou nous ayons été incapable de les quantifier dans notre contrôle préalable effectué avant la conclusion de la convention d'achat et de vente par ConocoPhillips et Cenovus datée du 29 mars 2017, dans sa version modifiée (la « convention d'acquisition ») et que nous ne recevions 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 nos activités, notre situation financière ou nos perspectives. De plus, la convention d'acquisition limite le montant de l'indemnisation que nous pouvons 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

Nous estimons que l'acquisition procurera un certain nombre d'avantages à Cenovus. 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 notre volonté.

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.

Incidence sur le cours de l'action des ventes futures d'actions ordinaires de Cenovus par ConocoPhillips

Les ventes futures sur le marché d'actions ordinaires de Cenovus détenues par ConocoPhillips, que ce soit dans le cadre de transactions sur le marché libre à la TSX ou à la NYSE, de transactions en bloc conclues en privé ou de placements aux termes de prospectus effectués conformément à la convention de droits d'inscription, pourraient avoir une incidence défavorable sur le cours des actions ordinaires alors en vigueur. De plus, la perception par le marché de l'intention de ConocoPhillips de vendre des actions ordinaires de Cenovus pourrait aussi avoir une incidence défavorable sur le cours de ces actions ordinaires.

Lois fiscales

Les lois fiscales, d'autres lois et des mesures de stimulation prises par les gouvernements pourraient éventuellement être modifiées ou interprétées d'une manière défavorable pour Cenovus et ses actionnaires. Les autorités fiscales régissant Cenovus pourraient s'opposer à la manière dont la société calcule ses obligations fiscales, de sorte que la charge d'impôt comptabilisée ne serait pas suffisante, ou pourraient modifier leurs pratiques administratives au détriment de Cenovus ou de ses actionnaires. De plus, toutes les déclarations fiscales de la société peuvent faire l'objet d'une vérification par les autorités fiscales, qui pourraient rejeter ces déclarations d'une manière qui serait défavorable pour Cenovus et ses actionnaires.

Risque lié à la fiscalité américaine

Aux États-Unis, la loi intitulée *Tax Cuts and Jobs Act* a été promulguée le 22 décembre 2017. Cette nouvelle loi : réduit le taux d'imposition fédéral des sociétés, qui passe de 35 % à 21 %; permet la comptabilisation en charges immédiate des biens admissibles acquis avant 2023; fixe la limite d'utilisation des pertes d'exploitation nettes à 80 % du résultat imposable; limite le caractère déductible des charges d'intérêts; instaure de nouvelles dispositions qui imposent un impôt minimum dans certaines circonstances lorsqu'une entreprise verse des paiements à une entité liée à l'étranger. La loi comporte actuellement des failles importantes auxquelles, dit-on, viendront remédier des règlements. En conséquence, une incertitude importante existe quant à l'interprétation et à la mise en œuvre de cette loi. Il est également possible que les modifications législatives, en totalité ou en partie, soient révisées ou annulées en cas de changement du parti au pouvoir. La société prévoit que la loi aura une incidence sur l'impôt payé par Cenovus aux États-Unis, mais il est difficile d'évaluer l'ampleur et le moment de ces effets sur Cenovus en raison des incertitudes qui entourent la *Tax Cuts and Jobs Act*.

Risque lié au commerce avec les États-Unis en lien avec la renégociation de l'ALÉNA

La renégociation en cours de l'Accord de libre-échange nord-américain (« ALÉNA ») pourrait déboucher sur des modifications importantes ou sur le retrait des États-Unis du traité. Cenovus n'a pas connaissance de propositions de renégociation visant à modifier en profondeur les modalités du commerce des ressources énergétiques, mais si le résultat de la renégociation devait comporter de telles modifications ou si les États-Unis devaient se retirer de l'ALÉNA et adopter des mesures discriminatoires ou d'autres mesures entravant la vente ou le transport des produits de la société aux États-Unis, cela pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la situation financière et les résultats d'exploitation de la société.

Risque associé à l'arrangement

Nous avons certaines obligations d'indemnisation et d'autres obligations postérieures à l'arrangement aux termes de la convention concernant l'arrangement (la « convention relative à l'arrangement ») et de la convention de scission et de transition (la « convention de scission »), toutes deux intervenues entre Encana Corporation (Encana), 7050372 Canada Inc. et Cenovus Energy Inc. (auparavant, Encana Finance Ltd.), en date du 20 octobre 2009 et du 30 novembre 2009, respectivement, conclues relativement à l'arrangement. Encana et Cenovus ont toutes deux convenu de s'indemniser réciproquement quant à certaines responsabilités et obligations concernant, entre autres, dans le cas de l'indemnité d'Encana, l'entreprise et les actifs conservés par Encana et, dans le cas de l'indemnité de Cenovus, l'entreprise et les actifs de Cenovus. À l'heure actuelle, la société ne peut déterminer si elle devra indemniser Encana à l'égard d'obligations importantes suivant les modalités de l'arrangement. De plus, nous ne pouvons garantir que si Encana doit nous indemniser ainsi que les membres de notre groupe quant à une obligation importante, elle sera en mesure de respecter ces obligations.

Il est possible de consulter un exposé des risques supplémentaires, s'ils devaient se présenter après la date du présent rapport de gestion, qui sont susceptibles d'avoir une incidence sur l'entreprise de Cenovus, ses perspectives, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie et, dans certains cas, sa réputation, dans le rapport de gestion le plus récent de la société sur SEDAR à sedar.com, sur EDGAR à sec.gov et à cenovus.com.

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 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 dans nos états financiers consolidés.

Partenariats

Le classement d'un partenariat à titre d'entreprise commune ou de coentreprise fait appel au jugement. Cenovus détient une participation de 50 % dans une entité sous contrôle conjoint, à savoir WRB. Il a été déterminé que Cenovus possède des droits sur les actifs et des obligations au titre des passifs de WRB. Par conséquent, ce partenariat est traité en tant qu'entreprise commune, et la quote-part revenant à la société des actifs, des passifs, des produits et des charges est comptabilisée dans les états financiers consolidés.

Avant le 17 mai 2017, Cenovus détenait une participation de 50 % dans FCCL, qui était contrôlée conjointement avec ConocoPhillips et répondait à la définition d'entreprise commune aux termes d'IFRS 11. Par conséquent, Cenovus comptabilisait sa quote-part des actifs, des passifs, des produits et des charges dans ses résultats consolidés. Après l'acquisition, Cenovus contrôle FCCL, tel qu'il est établi dans IFRS 10; par conséquent, FCCL a été consolidée.

Pour déterminer le classement adéquat de ses partenariats conformément à IFRS 11, Cenovus a pris en compte les facteurs suivants :

- L'opération par laquelle FCCL et WRB ont été constituées avait pour objectif la mise sur pied d'une coentreprise intégrée d'exploitation du pétrole lourd en Amérique du Nord. Le recours à deux partenariats pour former une coentreprise intégrée, au départ neutre sur le plan de la fiscalité, se justifiait du fait que les actifs sont situés dans différents territoires de compétence fiscale. Les partenariats sont des entités intermédiaires dotées d'une durée de vie limitée.
- Les partenariats exigent des partenaires (Cenovus d'une part et ConocoPhillips ou Phillips 66 d'autre part, ou leurs filiales respectives) qu'ils fassent des apports si les fonds sont insuffisants pour que les partenariats s'acquittent de leurs obligations ou règlent leurs passifs. L'expansion passée et future de FCCL et de WRB est tributaire du financement consenti par les partenaires au moyen d'effets à payer et de prêts octroyés aux partenariats. Les partenariats n'ont pas contracté d'emprunts auprès de tiers.
- Le fonctionnement de FCCL est le même que celui de la plupart des relations de participation directe de l'Ouest canadien, dans lesquelles un partenaire est l'exploitant et extrait les produits au nom de l'ensemble des participants. La structure de WRB est fort semblable, à ceci près que son contexte opérationnel est celui du raffinage.
- À titre d'exploitants, Cenovus et Phillips 66, par l'intermédiaire de filiales entièrement détenues, assurent la commercialisation, achètent les charges d'alimentation nécessaires et s'occupent du transport et du stockage pour le compte des partenaires, car les accords interdisent aux partenariats d'effectuer eux-mêmes ces tâches. En outre, les partenariats n'ont pas d'employés et ne pourraient donc pas s'en acquitter.
- Dans chacun des deux partenariats, la production revient à l'un des deux partenaires, ce qui indique que les partenaires ont des droits sur les avantages économiques découlant des actifs et l'obligation de financer les passifs des partenariats.

Actifs de prospection et d'évaluation

L'application de la méthode comptable de Cenovus aux dépenses de prospection et d'évaluation exige de poser un jugement pour déterminer si un avantage économique futur est probable lorsque les activités n'ont pas atteint un stade où la faisabilité technique et la viabilité commerciale peuvent être établies de façon raisonnable. Divers facteurs sont pris en compte, tels que les résultats des travaux de forage, les programmes d'investissement à venir, les charges d'exploitation futures et les réserves et ressources estimatives. En outre, la direction doit exercer son jugement pour déterminer si certains actifs de prospection et d'évaluation doivent être reclassés dans les

immobilisations corporelles et tenir compte de plusieurs facteurs, notamment les suivants : l'existence de réserves, la réception des autorisations nécessaires de la part des organismes de réglementation ainsi que le processus d'approbation interne de Cenovus.

Délimitation des unités génératrices de trésorerie

Une unité génératrice de trésorerie s'entend du niveau le plus bas d'actifs intégrés générant des entrées de trésorerie séparément identifiables qui soient largement indépendantes des entrées de trésorerie générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs. Le classement des actifs et la répartition des actifs communs entre les unités génératrices de trésorerie font considérablement appel au jugement et à l'interprétation. Les facteurs pris en compte dans le classement sont notamment l'intégration entre les actifs, le partage des infrastructures, l'existence de points de vente communs, la région géographique concernée, la structure géologique des actifs et la façon dont la direction fait le suivi de l'unité génératrice de trésorerie et prend des décisions à son sujet. L'évaluation du caractère récupérable des actifs en amont, des actifs de raffinage, des actifs de transport ferroviaire de pétrole brut et des actifs communs de Cenovus se fait au niveau des unités génératrices de trésorerie; par conséquent, la délimitation des unités génératrices de trésorerie pourrait avoir une incidence importante sur les pertes de valeur ou les reprises de telles pertes.

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. Sont présentées ci-après les hypothèses clés quant à l'avenir et les autres sources d'estimation à la fin de la période de présentation de l'information qui, si elles étaient modifiées, pourraient entraîner un ajustement significatif de la valeur comptable des actifs et des passifs de l'exercice à venir.

Réserves de pétrole brut et de gaz naturel

L'estimation des réserves de pétrole brut et de gaz naturel comporte en soi un certain nombre d'incertitudes. L'estimation des réserves repose sur plusieurs variables, notamment les quantités récupérables d'hydrocarbures, le coût de l'élaboration des infrastructures nécessaires pour récupérer les hydrocarbures, les coûts de production, le prix de vente estimatif des hydrocarbures produits, les paiements de redevances et les impôts. Toute variation de ces données pourrait avoir une incidence considérable sur les estimations des réserves, ce qui se répercuterait sur les tests de dépréciation et la dotation à l'amortissement et à l'épuisement relatifs aux actifs de pétrole brut et de gaz naturel des secteurs Sables bitumineux et du Deep Basin. Les réserves de pétrole brut et de gaz naturel de Cenovus sont établies annuellement par des évaluateurs de réserves indépendants agréés (« ERQI »), qui les transmettent à Cenovus. Se reporter à la rubrique « Perspectives » du présent rapport de gestion pour en savoir plus sur les prix futurs des marchandises.

Valeur recouvrable

La détermination de la valeur recouvrable d'une UGT ou d'un actif donné exige l'utilisation d'estimations et d'hypothèses qui sont susceptibles d'être modifiées lorsque de nouvelles informations sont disponibles. Dans le cas des actifs en amont de la société, les estimations portent notamment sur les prix à terme des marchandises, les volumes de production prévus, le volume des réserves et de ressources et les taux d'actualisation ainsi que les charges d'exploitation, les coûts de mise en valeur futurs et les taux d'imposition. La valeur recouvrable des actifs de raffinage et du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut repose sur des hypothèses à l'égard de la production, des prix à terme des marchandises, des charges d'exploitation, de la capacité de transport, de l'état de l'offre et de la demande et des taux d'imposition. Toute modification apportée aux hypothèses entrant dans la détermination de la valeur recouvrable pourrait avoir une incidence sur la valeur comptable des actifs visés. Se reporter à l'analyse de chaque secteur à présenter figurant dans le présent rapport de gestion pour en savoir plus sur les pertes de valeur d'actifs et leur reprise.

Au 31 décembre 2017, la valeur recouvrable des unités génératrices de trésorerie en amont de Cenovus a été déterminée en fonction de la juste valeur diminuée des coûts de sortie ou d'une évaluation des transactions portant sur des actifs comparables. La juste valeur des biens productifs a été calculée en fonction des flux de trésorerie après impôt actualisés des réserves prouvées et probables à l'aide de prix à terme et d'estimations des coûts préparées par les ERQI de Cenovus. Les hypothèses clés entrant dans la détermination des flux de trésorerie futurs tirés des réserves sont les prix du pétrole brut et du gaz naturel, les coûts de mise en valeur et le taux d'actualisation. Toutes les réserves ont été évaluées par les ERQI de la société au 31 décembre 2017.

Prix du pétrole brut et du gaz naturel

Les prix à terme au 31 décembre 2017 employés pour la détermination des flux de trésorerie futurs qui seront tirés des réserves de pétrole brut et de gaz naturel se détaillent comme suit :

	2018	2019	2020	2021	2022	Variation annuelle moyenne par la suite
WTI (\$ US/baril)	57,50	60,90	64,13	68,33	71,19	2,1 %
WCS (\$ CA/baril)	50,61	56,59	60,86	64,56	66,63	2,1 %
Edmonton C5+ (\$ CA/baril)	72,41	74,90	77,07	81,07	83,32	2,1 %
AECO (\$ CA/kpi ³) ¹⁾	2,43	2,77	3,19	3,48	3,67	2,0 %

1) Selon une puissance calorifique hypothétique d'un million de Btu (unités thermiques britanniques) par millier de pieds cubes de gaz.

Taux d'actualisation et d'inflation

Les flux de trésorerie futurs actualisés sont calculés par application d'un taux d'actualisation compris entre 10 % et 15 %, en tenant compte des caractéristiques individuelles des UGT et d'autres facteurs économiques et opérationnels. Le taux d'inflation estimé est de 2 %, ce qui constitue une pratique courante dans l'industrie; c'est le taux qu'utilisent les évaluateurs de réserves indépendants agréés de Cenovus lorsqu'ils préparent les rapports sur les réserves.

Coûts de démantèlement

Des provisions sont comptabilisées à l'égard des futures activités de démantèlement et de remise en état visant nos actifs de pétrole brut et de gaz naturel en amont, nos actifs de raffinage et notre terminal de transport ferroviaire, au terme de leur durée économique. La direction exerce son jugement en vue d'évaluer l'existence du passif futur et de l'estimer. Le coût réel de démantèlement et de remise en état des lieux est incertain et les estimations de coûts peuvent changer en fonction de nombreux facteurs, dont les modifications des exigences prévues par la loi, les avancées technologiques, l'inflation et le moment prévu pour le démantèlement et la remise en état des lieux. De plus, la direction établit le taux d'actualisation approprié à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. Ce taux d'actualisation, ajusté en fonction de la qualité de crédit, sert à établir la valeur actualisée des sorties de trésorerie futures estimatives requises pour régler l'obligation et peut changer en fonction de nombreux facteurs du marché. Se reporter à la note 24 annexe aux états financiers consolidés pour en savoir plus sur la variation des coûts de démantèlement.

Juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises

La juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises, y compris la contrepartie conditionnelle et le goodwill, est estimée en fonction des informations disponibles à la date d'acquisition. Diverses techniques d'évaluation sont employées pour évaluer la juste valeur, dont la valeur de marché d'éléments comparables et les flux de trésorerie actualisés, lesquels reposent sur des hypothèses comme les prix à terme, les estimations des réserves et des ressources, les coûts de production, la volatilité, le taux de change entre le dollar canadien et le dollar US et les taux d'actualisation. Toute variation de ces données pourrait avoir une incidence considérable sur la valeur comptable de l'actif net.

Charges d'impôt sur le résultat

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels Cenovus exerce ses activités peuvent changer. 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.

Des actifs d'impôt différé sont constatés dans la mesure où il est probable que les différences temporaires déductibles seront recouvrées au cours des périodes à venir. L'évaluation de la recouvrabilité se fonde sur de nombreuses estimations, dont une évaluation du moment où les différences temporaires se résorberont, une analyse du montant du bénéfice imposable futur, l'accessibilité à des flux de trésorerie pour compenser les actifs d'impôt lorsque la reprise aura lieu et l'application des législations fiscales. À l'égard de certaines transactions, la détermination de l'impôt définitif est incertaine. La modification des hypothèses utilisées pour évaluer la recouvrabilité pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés dans les périodes à venir. Se reporter à la rubrique « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion pour en savoir plus sur les modifications apportées aux estimations de l'impôt sur le résultat.

Prises de position comptables récentes

Aucune nouvelle norme comptable ni interprétation ou modification connexe n'a été adoptée en 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 le 1^{er} janvier 2018 ou après cette date et n'ont donc pas été appliquées au moment de la préparation des états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017. Les normes qui s'appliqueront à Cenovus sont décrites dans les paragraphes qui suivent; elles seront adoptées à leur date d'entrée en vigueur respective.

Instruments financiers

Le 24 juillet 2014, l'IASB a publié la version définitive d'IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 »), qui remplace IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation* (« IAS 39 »).

IFRS 9 définit un modèle unique pour établir si un actif financier est évalué au coût amorti ou à la juste valeur, qui remplace les multiples règles d'IAS 39. Ce modèle est fondé sur la façon dont l'entité gère ses instruments financiers dans le cadre de son modèle d'affaires et les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels des actifs financiers. Les catégories d'évaluation des actifs financiers d'IAS 39 seront remplacées par les catégories à la juste valeur par le biais du résultat net, à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global et au coût amorti. La norme élimine les catégories existantes suivantes d'IAS 39 : détenus jusqu'à l'échéance, prêts et créances et disponibles à la vente. D'après son évaluation, la direction est d'avis que le changement de catégories n'aura pas d'incidence importante sur les états financiers consolidés. Au 31 décembre 2017, la société détenait des titres de sociétés fermées classés comme étant disponibles à la vente d'une juste valeur de 37 M\$. En conformité avec IFRS 9, la société a décidé de comptabiliser ces placements à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global. Ainsi, tous les profits ou pertes liés à la juste valeur seront comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, les pertes de valeur ne seront pas comptabilisées en résultat net et les profits ou pertes liés à la juste valeur ne seront pas virés au résultat net à la sortie.

Pour les passifs financiers, IFRS 9 conserve la plupart des exigences d'IAS 39. Cependant, lorsque le modèle de la juste valeur est appliqué aux passifs financiers, toute variation de la juste valeur liée au risque de crédit de l'entité est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global plutôt qu'en résultat net, sauf si cette option crée une non-concordance comptable. À l'heure actuelle, Cenovus n'a pas désigné de passifs financiers à la juste valeur par le biais du résultat net; il n'y aura donc aucune incidence sur la comptabilisation des passifs financiers.

Un nouveau modèle de présentation des pertes de crédit attendues servant à calculer la dépréciation des actifs financiers remplace le modèle de dépréciation fondé sur les pertes subies défini dans IAS 39. Le nouveau modèle permettra la comptabilisation plus à propos des pertes de crédit attendues. D'après l'évaluation de la direction, aucune perte de valeur supplémentaire n'est prévue au 1^{er} janvier 2018, date d'adoption de la norme.

Par ailleurs, IFRS 9 présente un modèle simplifié de comptabilité de couverture, qui harmonise davantage cette dernière à la gestion des risques. À l'heure actuelle, Cenovus n'utilise pas la comptabilité de couverture.

IFRS 9 doit être appliquée aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. La société appliquera la nouvelle norme de façon rétrospective et aura recours aux mesures de simplification permises. Les chiffres des périodes comparatives ne seront pas retraités.

Constatation 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.

La direction, après avoir évalué l'incidence de l'application de la nouvelle norme sur les états financiers consolidés, n'a repéré aucune différence importante par rapport à ses pratiques actuelles de comptabilisation des produits.

L'adoption d'IFRS 15 est obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. La norme peut être appliquée de façon rétrospective ou selon une approche rétrospective modifiée. La société a l'intention d'adopter la norme selon l'approche rétrospective modifiée qui prévoit la comptabilisation de l'effet cumulatif de l'adoption dans les résultats non distribués au 1^{er} janvier 2018. Les chiffres des périodes comparatives ne seront pas retraités. Aux fins de l'application d'IFRS 15, la société aura recours à la mesure de simplification prévue à l'alinéa C5 a) d'IFRS 15 suivant laquelle les contrats achevés à la date d'adoption ne seront pas retraités.

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. Certains contrats de location à court terme (moins de 12 mois) et contrats de location visant des actifs de faible valeur ne sont pas visés par ces dispositions et peuvent encore être traités 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^{er} 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. Ainsi, l'information financière de la période précédente n'a pas à être retraitée car, selon l'approche rétrospective modifiée, l'effet cumulatif de la mise en application de la norme doit être constaté à titre d'ajustement des résultats non distribués d'ouverture. Il est prévu que l'adoption d'IFRS 16 aura une incidence significative sur les états consolidés de la situation financière en raison des engagements significatifs au titre des contrats de location simple présentés à la note 36 annexe aux états financiers consolidés. Cenovus adoptera IFRS 16 le 1^{er} janvier 2019. La société entend appliquer la norme selon l'approche rétrospective cumulative et avoir recours à plusieurs des mesures de simplification permises.

Positions fiscales incertaines

En juin 2017, l'IASB a publié l'interprétation de l'International Financial Reporting Interpretation Committee (« IFRIC ») 23, *Incertitude relative aux traitements fiscaux*. L'interprétation apporte des éclaircissements sur la façon de comptabiliser une position fiscale en cas d'incertitude relative aux traitements fiscaux. Pour déterminer le dénouement probable des positions fiscales incertaines, les positions peuvent être prises en considération isolément ou en tant que groupe. De plus, une évaluation doit être effectuée pour déterminer la probabilité que l'administration fiscale accepte la position fiscale adoptée dans la déclaration fiscale. S'il est peu probable que le traitement fiscal incertain soit accepté, la position fiscale aux fins comptables doit rendre compte d'un degré d'incertitude approprié. Une position fiscale incertaine peut être réévaluée si de nouvelles informations modifient l'évaluation initiale. IFRIC 23 s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019, selon l'approche rétrospective intégrale ou l'approche rétrospective modifiée. IFRIC 23 ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés.

ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

La direction, notamment le président et chef de la direction et le vice-président directeur et chef des finances, a procédé à une évaluation de la conception et de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière (le « CIIF ») et des contrôles et procédures de communication de l'information (les « CPCI ») au 31 décembre 2017. La direction a utilisé les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework (2013)*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission pour évaluer la conception et l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le CIIF et les CPCI étaient efficaces au 31 décembre 2017.

La direction a exclu les actifs du Deep Basin de son évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2017 parce que ceux-ci ont été acquis par la société dans le cadre d'un regroupement d'entreprises en 2017. Comme le permettent le Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs ainsi que les directives de la Securities and Exchange Commission des États-Unis et conformément à ceux-ci, la direction a limité l'étendue et la conception du CIIF et des CPCI en excluant les contrôles, politiques et procédures relatifs aux actifs du Deep Basin. 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 se présente comme suit :

(en millions de dollars)	Période du 17 mai au 31 décembre 2017
Produits des activités ordinaires	514
Marge d'exploitation	207
Résultat net	(108)
	31 décembre 2017
Actifs courants	619
Actifs non courants	6 075
Passifs courants	364
Passifs non courants	496

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

L'efficacité notre CIIF, exclusion faite des actifs du Deep Basin, a fait l'objet d'un audit au 31 décembre 2017 par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., cabinet de comptables professionnels agréés indépendant, comme il est mentionné dans le rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant que celui-ci a délivré et qui est joint à nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

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 comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE

Cenovus entend exploiter son entreprise de façon responsable et intégrer ses principes en matière de responsabilité d'entreprise à son mode de conduite des affaires. Sa politique en matière de responsabilité d'entreprise oriente ses activités dans les domaines suivants : le leadership, la gouvernance d'entreprise et les pratiques commerciales, les ressources humaines, la performance environnementale, l'engagement des parties prenantes et des Autochtones et la participation de la collectivité et l'investissement dans celle-ci.

Nous avons publié en juillet 2017 notre rapport annuel en matière de responsabilité d'entreprise de 2016. Ce rapport fait état des efforts et de la performance de la direction dans les domaines précités eu égard à notre politique en matière de responsabilité d'entreprise, de même qu'en ce qui concerne d'autres questions d'ordre environnemental et social et de gouvernance qui comptent pour nos parties prenantes. Ce rapport indique également les distinctions que nous avons reçues de la part d'organismes externes pour notre engagement envers la responsabilité d'entreprise, et il peut être consulté sur notre site Web à l'adresse cenovus.com.

PERSPECTIVES

Nous continuerons de rechercher des moyens d'accroître nos 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 nos activités. La gestion dynamique des engagements et des occasions d'accès aux marchés devrait nous permettre de concrétiser notre objectif qui consiste à atteindre une plus vaste clientèle afin d'obtenir un prix de vente plus élevé pour notre production de liquides.

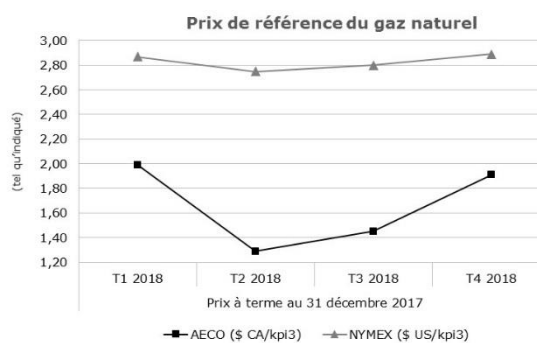
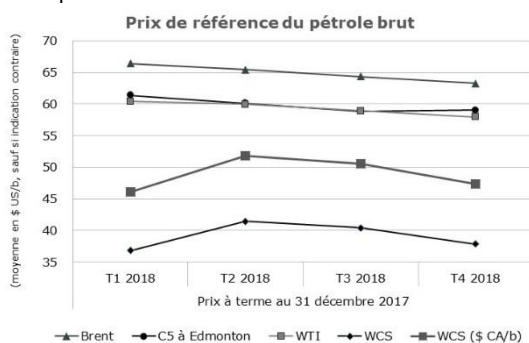
Nous avons réduit les capitaux nécessaires pour maintenir nos activités de base et faire croître nos projets, ce qui, croyons-nous, contribuera à assurer notre résilience financière.

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

Prix des marchandises sous-tendant les résultats financiers

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

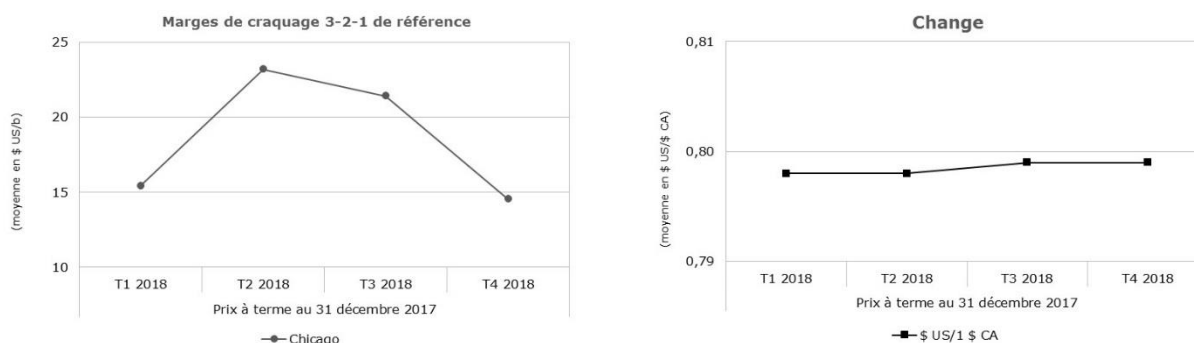
- Selon la société, l'orientation générale des prix du pétrole brut dépendra principalement de la réaction de l'offre au contexte actuel des prix, des répercussions de toute perturbation éventuelle de l'offre et du rythme de croissance de la demande mondiale sous l'influence des événements macroéconomiques. 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 12 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, devraient 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 dissipent 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 des 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 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. Cependant, si les températures douces qui ont été observées au cours des premiers mois de l'hiver 2017 se poursuivent, cette tendance exercera une pression à la baisse sur les prix.

Les variations de la demande saisonnière et les travaux d'entretien des raffineries entraîneront des fluctuations des marges de craquage des raffineries tout au long de 2018. L'incidence d'un éventuel 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, ainsi que la vitesse à laquelle la Réserve fédérale américaine et la Banque du Canada majoreront leurs taux directeurs l'une par rapport à l'autre. La Banque du Canada a relevé son taux de référence à deux reprises en 2017 et une fois de plus au début de 2018, 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. Nous sommes préparés à une certaine volatilité des prix du pétrole brut. Nous avons toujours la possibilité d'atténuer l'incidence des variations sur les écarts de prix entre le léger et le lourd au moyen des mesures suivantes :

- Intégration – Les installations de raffinage du pétrole lourd permettent 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 – Nous limitons l'incidence des fluctuations des prix du brut en amont en concluant des opérations financières fixant l'écart WTI-WCS.
- Ententes de commercialisation – Nous limitons 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 – Nous apportons un soutien aux projets de transport servant à acheminer le pétrole brut des zones de production jusqu'aux marchés de consommation, notamment aux marchés côtiers.

La production supplémentaire de gaz naturel et de LGN associée à l'acquisition des actifs du Deep Basin 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 2018

Réductions de coûts et désendettement

Pour 2018, nos priorités seront de poursuivre la compression des coûts et le désendettement du bilan tout en faisant preuve de discipline en matière de capital. Cenovus demeure focalisée sur sa résilience et sa flexibilité financières tout en continuant d'assurer son exploitation de manière sûre et fiable, élément qui reste prioritaire.

Au cours des trois dernières années, nous avons réalisé des améliorations considérables au chapitre des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement de maintien. En 2018, nous prévoyons réduire encore davantage les dépenses d'investissement, les charges d'exploitation et les frais généraux et frais d'administration à l'échelle de la société. Nous nous attendons aussi à réaliser des économies supplémentaires grâce aux améliorations continues touchant des aspects comme l'exécution des forages, la planification de la mise en valeur et l'optimisation de l'échéancier de mise en service des puits de sables bitumineux. Notre capacité de procéder à des améliorations durables et structurelles relativement aux coûts et aux marges viendra soutenir encore davantage notre plan d'affaires et notre capacité d'adaptation financière.

Nous effectuerons des compressions significatives des frais généraux et frais d'administration autres que de location en 2018, dont la majeure partie découlera de réductions de l'effectif que nous nous attendons à avoir pratiquement achevées d'ici la fin du premier trimestre de 2018.

Au 31 décembre 2017, du fait des fonds en caisse et du montant disponible de notre facilité de crédit engagée, nous disposons de liquidités d'environ 5,1 G\$. Nous commercialisons actuellement un ensemble d'actifs non essentiels du Deep Basin dont la production représente environ 15 000 bep par jour. Nous estimons que nos liquidités, le produit de la vente d'actifs et les compressions de coûts à venir nous aideront à atteindre notre objectif d'un ratio dette nette/BAIIA ajusté inférieur à 2,0x.

Rigueur en matière de dépenses d'investissement

La société prévoit que ses dépenses d'investissement annuelles pour 2018 totaliseront de 1,5 G\$ à 1,7 G\$. Elle entend consacrer la majeure partie de son budget d'investissement de 2018 au maintien de la production tirée des sables bitumineux, tout en appuyant les travaux de construction en cours dans le cadre de l'expansion de la phase G de Christina Lake et le programme de forage visé dans le Deep Basin. 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.

Accès aux marchés

Les contraintes limitant l'accès aux marchés du pétrole brut canadien demeurent problématiques. Notre stratégie de 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 notre plan de croissance, tout en réservant de la capacité aux fins d'optimisation. Nous nous attendons 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 nous assurer de maximiser la marge pour chaque baril que nous produisons.

MISE EN GARDE

Renseignements sur le pétrole et le gaz

Les estimations des réserves ont été préparées en date du 31 décembre 2017 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 la moyenne des prix prévisionnels établis par trois évaluateurs de réserves indépendants agréés au 1^{er} janvier 2018. 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 notre notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Barils d'équivalent de pétrole – Les volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalent de pétrole (« bep ») à raison de 6 kpi³ pour un baril. Les quantités exprimées en bep peuvent être trompeuses, surtout si elles sont employées isolément. Le facteur de conversion de 1 baril pour 6 kpi³ se fonde sur une méthode de conversion de l'énergie qui s'applique avant tout au bec du brûleur et ne correspond pas nécessairement à l'équivalence à la tête de puits. Comme le ratio de valeur fondé sur le prix actuel du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement du facteur de conversion de l'énergie de 6:1, l'utilisation 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 2018 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 nette/capitaux permanents et dette nette/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 2018; 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 financiers consolidés; 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 nos résultats réels 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, des liquides de gaz naturel, des condensats et des produits raffinés et d'autres hypothèses inhérentes aux prévisions de Cenovus pour 2018, disponibles sur cenovus.com; nos dépenses d'investissement prévues, 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; notre capacité de dégager des flux de trésorerie suffisants pour nous acquitter de nos obligations présentes et futures; les coûts estimatifs d'abandon et de remise en état, notamment les droits et les règlements s'y rapportant; la réalisation des effets attendus de l'acquisition; l'intégration fructueuse des actifs du Deep Basin; notre capacité à attirer et à retenir du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; notre capacité à avoir accès à des capitaux suffisants pour poursuivre les plans de mise en valeur; notre capacité à conclure des ventes d'actifs et à obtenir les modalités de transaction souhaitées selon le calendrier prévu; les prix prévus du bitume, du pétrole brut, des liquides de gaz naturel, des condensats et des produits raffinés; 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; notre capacité à disposer de toutes les technologies nécessaires et à les mettre en œuvre pour obtenir les résultats futurs escomptés; notre capacité 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 que nous déposons auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières.

Les prévisions pour 2018, mises à jour le 13 décembre 2017, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent, 55,00 \$ US/b; prix du WTI, 52,00 \$ US/b; prix du WCS, 37,00 \$ US/b; prix du gaz naturel au NYMEX, 3,00 \$ US/MBtu; prix du gaz naturel AECO, 2,20 \$/GJ; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 15,00 \$ US/b; taux de change, 0,78 \$ US/\$ CA.

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 de notre programme de gestion des risques, y compris l'effet des instruments financiers dérivés; l'efficacité de nos 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 à nos activités de commercialisation, y compris les risques de crédit; l'exposition aux contreparties et aux partenaires, y compris la capacité et la volonté de ces parties d'acquitter 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 nette/BAIIA ajusté et de ratios dette nette/capitaux permanents souhaitables; notre capacité 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, de la production future et des produits nets futurs; notre capacité de remplacer et d'accroître nos réserves de pétrole et de gaz; notre capacité de maintenir nos relations avec nos partenaires et de parvenir à gérer et à exploiter nos activités intégrées; la fiabilité de nos actifs, 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, les matériaux, 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 bitume et du pétrole brut en produits pétroliers et chimiques; les risques liés à la technologie et à son application dans le cadre de nos activités; les risques liés aux changements climatiques; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; notre capacité d'assurer convenablement et de manière rentable le transport de nos 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 notre capacité à recruter les personnes qui les possèdent et à les maintenir en poste; notre incapacité éventuelle 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 de nos relations avec les syndicats; l'évolution des lois et de la réglementation concernant le cadre réglementaire dans tous les territoires où nous exerçons 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 nous exerçons des activités ou que nous approvisionnons; les risques de guerre, de menaces terroristes et l'instabilité connexe; les risques liés aux poursuites et aux mesures réglementaires, actuelles et éventuelles, nous visant.

Les énoncés portant sur les réserves sont réputés être de l'information prospective, car ils supposent l'évaluation implicite, fondée sur certaines estimations et hypothèses, que les réserves 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 « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion pour la période close le 31 décembre 2017, lequel est disponible sur SEDAR à l'adresse sedar.com, sur EDGAR à l'adresse sec.gov et sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

ABRÉVIATIONS

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

Pétrole brut		Gaz naturel	
b	baril	kpi ³	millier de pieds cubes
kb/j	millier de barils par jour	Mpi ³	million de pieds cubes
Mb	million de barils	Gpi ³	milliard de pieds cubes
bep	baril d'équivalent de pétrole	MBtu	million d'unités thermales britanniques
Mbep	million de barils d'équivalent de pétrole	GJ	gigajoule
WTI	West Texas Intermediate	AECO	Alberta Energy Company
WCS	West Canadian Select	NYMEX	New York Mercantile Exchange
CDB	Christina Dilbit Blend		
MSW	Mélange non corrosif mixte (<i>Mixed Sweet Blend</i>)		

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 de la société.

Production totale provenant des activités poursuivies

Résultats financiers – activités d'exploitation poursuivies des actifs en amont

Exercice clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés			Ajustements			Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ¹⁾		Activités poursuivies	Condensats	Stocks	Autres	Activités poursuivies
	Deep Basin ¹⁾						
Chiffre d'affaires brut	7 362	555	7 917	(3 050)	-	(45)	4 822
Redevances	230	41	271	-	-	-	271
Transport et fluidification	3 704	56	3 760	(3 050)	-	(1)	709
Charges d'exploitation	934	250	1 184	-	-	(77)	1 107
Taxe sur la production et impôts miniers	-	1	1	-	-	-	1
Prix nets opérationnels	2 494	207	2 701	-	-	33	2 734
(Profit) perte à la gestion des risques	307	-	307	-	-	-	307
Marge d'exploitation	2 187	207	2 394	-	-	33	2 427

Exercice clos le 31 décembre 2016 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés			Ajustements			Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ¹⁾		Activités poursuivies	Condensats	Stocks	Autres	Activités poursuivies
	Deep Basin ¹⁾						
Chiffre d'affaires brut	2 929	-	2 929	(1 402)	-	(2)	1 525
Redevances	9	-	9	-	-	-	9
Transport et fluidification	1 721	-	1 721	(1 402)	44	-	363
Charges d'exploitation	501	-	501	-	-	(4)	497
Taxe sur la production et impôts miniers	-	-	-	-	-	-	-
Prix nets opérationnels	698	-	698	-	(44)	2	656
(Profit) perte à la gestion des risques	(179)	-	(179)	-	-	-	(179)
Marge d'exploitation	877	-	877	-	(44)	2	835

Exercice clos le 31 décembre 2015 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés				Ajustements			Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ¹⁾		Hydrocarbures classiques ²⁾	Activités poursuivies	Condensats	Stocks	Autres	Activités poursuivies
	Deep Basin ¹⁾							
Chiffre d'affaires brut	3 030	-	61	3 091	(1 441)	-	(8)	1 642
Redevances	29	-	1	30	-	-	-	30
Transport et fluidification	1 815	-	1	1 816	(1 441)	(38)	-	337
Charges d'exploitation	531	-	3	534	-	-	(5)	529
Taxe sur la production et impôts miniers	-	-	1	1	-	-	-	1
Prix nets opérationnels	655	-	55	710	-	38	(3)	745
(Profit) perte à la gestion des risques	(404)	-	-	(404)	-	-	-	(404)
Marge d'exploitation	1 059	-	55	1 114	-	38	(3)	1 149

Trimestre clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires						Ajustements		Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ²⁾		Activités poursuivies	Condensats	Stocks	Autres	Activités poursuivies		
	Deep Basin ³⁾								
Chiffre d'affaires brut	2 424	231	2 655	(990)	-	(15)	1 650		
Redevances	113	20	133	-	-	-	133		
Transport et fluidification	1 193	24	1 217	(990)	(1)	2	228		
Charges d'exploitation	271	94	365	-	-	(15)	350		
Taxe sur la production et impôts miniers	-	1	1	-	-	-	1		
Prix nets opérationnels	847	92	939	-	1	(2)	938		
(Profit) perte à la gestion des risques	235	-	235	-	-	-	235		
Marge d'exploitation	612	92	704	-	1	(2)	703		

Trimestre clos le 30 septembre 2017 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires						Ajustements		Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ²⁾		Activités poursuivies	Condensats	Stocks	Autres	Activités poursuivies		
	Deep Basin ³⁾								
Chiffre d'affaires brut	2 210	200	2 410	(863)	-	(19)	1 528		
Redevances	54	13	67	-	-	-	67		
Transport et fluidification	1 066	22	1 088	(863)	1	(1)	225		
Charges d'exploitation ⁴⁾	259	101	360	-	-	(9)	351		
Taxe sur la production et impôts miniers	-	-	-	-	-	-	-		
Prix nets opérationnels	831	64	895	-	(1)	(9)	885		
(Profit) perte à la gestion des risques	9	-	9	-	-	-	9		
Marge d'exploitation	822	64	886	-	(1)	(9)	876		

Trimestre clos le 30 juin 2017 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires						Ajustements		Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ²⁾		Activités poursuivies	Condensats	Stocks	Autres	Activités poursuivies		
	Deep Basin ³⁾								
Chiffre d'affaires brut	1 666	124	1 790	(719)	-	(6)	1 065		
Redevances	36	8	44	-	-	-	44		
Transport et fluidification	879	10	889	(719)	-	(2)	168		
Charges d'exploitation ³⁾	264	55	319	-	-	(52)	267		
Taxe sur la production et impôts miniers	-	-	-	-	-	-	-		
Prix nets opérationnels	487	51	538	-	-	48	586		
(Profit) perte à la gestion des risques	(14)	-	(14)	-	-	-	(14)		
Marge d'exploitation	501	51	552	-	-	48	600		

Trimestre clos le 31 mars 2017 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires						Ajustements		Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ²⁾		Activités poursuivies	Condensats	Stocks	Autres	Activités poursuivies		
	Deep Basin ³⁾								
Chiffre d'affaires brut	1 062	-	1 062	(478)	-	(5)	579		
Redevances	27	-	27	-	-	-	27		
Transport et fluidification	566	-	566	(478)	-	-	88		
Charges d'exploitation	140	-	140	-	-	(1)	139		
Taxe sur la production et impôts miniers	-	-	-	-	-	-	-		
Prix nets opérationnels	329	-	329	-	-	(4)	325		
(Profit) perte à la gestion des risques	77	-	77	-	-	-	77		
Marge d'exploitation	252	-	252	-	-	(4)	248		

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

2) *Compte tenu des résultats d'exploitation de certains actifs de participation à des redevances du secteur Hydrocarbures classiques cédés en 2015.*

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

4) *En raison des ajustements de la période d'évaluation découlant de l'acquisition, les charges d'exploitation du secteur Sables bitumineux ont été majorées de 2 M\$ pour le troisième trimestre de 2017.*

5) *En raison des ajustements de la période d'évaluation découlant de l'acquisition, les charges d'exploitation des secteurs Sables bitumineux et Deep Basin ont été majorées de 43 M\$ et de 4 M\$, respectivement, pour le deuxième trimestre de 2017.*

Sables bitumineux

Exercice clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés ¹⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total Pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
	Chiffre d'affaires brut	1 945	2 345	4 290	8	3 050	-	14
Redevances	178	52	230	-	-	-	-	230
Transport et fluidification	387	266	653	-	3 050	-	1	3 704
Charges d'exploitation	465	403	868	9	-	-	57	934
Prix nets opérationnels	915	1 624	2 539	(1)	-	-	(44)	2 494
(Profit) perte à la gestion des risques	131	176	307	-	-	-	-	307
Marge d'exploitation	784	1 448	2 232	(1)	-	-	(44)	2 187

Exercice clos le 31 décembre 2016 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés ¹⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total Pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	773	736	1 509	16	1 402	-	2	2 929
Redevances	-	9	9	-	-	-	-	9
Transport et fluidification	225	137	362	1	1 402	(44)	-	1 721
Charges d'exploitation	269	217	486	11	-	-	4	501
Prix nets opérationnels	279	373	652	4	-	44	(2)	698
(Profit) perte à la gestion des risques	(90)	(89)	(179)	-	-	-	-	(179)
Marge d'exploitation	369	462	831	4	-	44	(2)	877

Exercice clos le 31 décembre 2015 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés ¹⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total Pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	792	767	1 559	22	1 441	-	8	3 030
Redevances	11	18	29	-	-	-	-	29
Transport et fluidification	208	127	335	1	1 441	38	-	1 815
Charges d'exploitation	295	216	511	15	-	-	5	531
Prix nets opérationnels	278	406	684	6	-	(38)	3	655
(Profit) perte à la gestion des risques	(202)	(198)	(400)	(4)	-	-	-	(404)
Marge d'exploitation	480	604	1 084	10	-	(38)	3	1 059

Trimestre clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés ²⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total Pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	626	804	1 430	1	990	-	3	2 424
Redevances	91	22	113	-	-	-	-	113
Transport et fluidification	106	96	202	-	990	1	-	1 193
Charges d'exploitation	137	123	260	3	-	-	8	271
Prix nets opérationnels	292	563	855	(2)	-	(1)	(5)	847
(Profit) perte à la gestion des risques	98	137	235	-	-	-	-	235
Marge d'exploitation	194	426	620	(2)	-	(1)	(5)	612

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 ²⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total Pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	603	737	1 340	1	863	-	6	2 210
Redevances	43	11	54	-	-	-	-	54
Transport et fluidification	126	79	205	-	863	(1)	(1)	1 066
Charges d'exploitation ³⁾	138	116	254	1	-	-	4	259
Prix nets opérationnels	296	531	827	-	-	1	3	831
(Profit) perte à la gestion des risques	2	7	9	-	-	-	-	9
Marge d'exploitation	294	524	818	-	-	1	3	822

Trimestre clos le 30 juin 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires ²⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total Pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	429	514	943	4	719	-	-	1 666
Redevances	24	12	36	-	-	-	-	36
Transport et fluidification	100	58	158	-	719	-	2	879
Charges d'exploitation ³⁾	119	99	218	2	-	-	44	264
Prix nets opérationnels	186	345	531	2	-	-	(46)	487
(Profit) perte à la gestion des risques	(9)	(5)	(14)	-	-	-	-	(14)
Marge d'exploitation	195	350	545	2	-	-	(46)	501

Trimestre clos le 31 mars 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires ²⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total Pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	287	290	577	2	478	-	5	1 062
Redevances	20	7	27	-	-	-	-	27
Transport et fluidification	55	33	88	-	478	-	-	566
Charges d'exploitation	71	65	136	3	-	-	1	140
Prix nets opérationnels	141	185	326	(1)	-	-	4	329
(Profit) perte à la gestion des risques	40	37	77	-	-	-	-	77
Marge d'exploitation	101	148	249	(1)	-	-	4	252

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

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

3) En raison des ajustements de la période d'évaluation découlant de l'acquisition, les charges d'exploitation ont été majorées de 43 M\$ et de 2 M\$, respectivement, pour les deuxième et troisième trimestres de 2017.

Deep Basin

Exercice clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Selon les états financiers consolidés ¹⁾	
	Total	Ajustements	Autres	Total – Deep Basin
Chiffre d'affaires brut	524		31	555
Redevances	41		-	41
Transport et fluidification	56		-	56
Charges d'exploitation	230		20	250
Taxe sur la production et impôts miniers	1		-	1
Prix nets opérationnels	196		11	207
(Profit) perte à la gestion des risques	-		-	-
Marge d'exploitation	196		11	207

Trimestre clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ²⁾	
	Total	Ajustements	Autres	Total – Deep Basin
Chiffre d'affaires brut	219		12	231
Redevances	20		-	20
Transport et fluidification	26		(2)	24
Charges d'exploitation	87		7	94
Taxe sur la production et impôts miniers	1		-	1
Prix nets opérationnels	85		7	92
(Profit) perte à la gestion des risques	-		-	-
Marge d'exploitation	85		7	92

Trimestre clos le 30 septembre 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ²⁾	
	Total	Ajustements	Autres	Total – Deep Basin
Chiffre d'affaires brut	187		13	200
Redevances	13		-	13
Transport et fluidification	20		2	22
Charges d'exploitation	96		5	101
Taxe sur la production et impôts miniers	-		-	-
Prix nets opérationnels	58		6	64
(Profit) perte à la gestion des risques	-		-	-
Marge d'exploitation	58		6	64

Trimestre clos le 30 juin 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ²⁾	
	Total	Ajustements	Autres	Total – Deep Basin
Chiffre d'affaires brut	118		6	124
Redevances	8		-	8
Transport et fluidification	10		-	10
Charges d'exploitation ³⁾	47		8	55
Taxe sur la production et impôts miniers	-		-	-
Prix nets opérationnels	53		(2)	51
(Profit) perte à la gestion des risques	-		-	-
Marge d'exploitation	53		(2)	51

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

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

3) En raison des ajustements de la période d'évaluation découlant de l'acquisition, les charges d'exploitation ont été majorées de 4 M\$ pour le deuxième trimestre de 2017.

Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)

Exercice clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						Ajustements			Selon les états financiers consolidés ¹⁾
	Pétrole lourd	Pétrole léger et moyen	LGN	Liquides classiques	Gaz naturel	Hydrocarbures classiques	Condensats	Stocks	Autres	Total – Hydrocarbures classiques
Chiffre d'affaires brut	383	504	17	904	300	1 204	95	-	10	1 309
Redevances	51	107	2	160	14	174	-	-	-	174
Transport et fluidification	35	25	-	60	12	72	95	-	-	167
Charges d'exploitation	117	153	-	270	152	422	-	-	4	426
Taxe sur la production et impôts miniers	-	17	-	17	1	18	-	-	-	18
Prix nets opérationnels	180	202	15	397	121	518	-	-	6	524
(Profit) perte à la gestion des risques	14	23	-	37	(4)	33	-	-	-	33
Marge d'exploitation	166	179	15	360	125	485	-	-	6	491

Exercice clos le 31 décembre 2016 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						Ajustements			Selon les états financiers consolidés ¹⁾
	Pétrole lourd	Pétrole léger et moyen	LGN	Liquides classiques	Gaz naturel	Hydrocarbures classiques	Condensats	Stocks	Autres	Total – Hydrocarbures classiques
Chiffre d'affaires brut	380	442	11	833	319	1 152	103	-	12	1 267
Redevances	35	88	2	125	14	139	-	-	-	139
Transport et fluidification	49	25	-	74	16	90	103	(7)	-	186
Charges d'exploitation	142	149	-	291	154	445	-	-	(1)	444
Taxe sur la production et impôts miniers	-	12	-	12	-	12	-	-	-	12
Prix nets opérationnels	154	168	9	331	135	466	-	7	13	486
(Profit) perte à la gestion des risques	(34)	(30)	-	(64)	-	(64)	-	-	6	(58)
Marge d'exploitation	188	198	9	395	135	530	-	7	7	544

Exercice clos le 31 décembre 2015 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						Ajustements			Selon les états financiers consolidés ¹⁾
	Pétrole lourd	Pétrole léger et moyen	LGN	Liquides classiques	Gaz naturel	Hydrocarbures classiques	Condensats	Stocks	Autres	Total – Hydrocarbures classiques
Chiffre d'affaires brut	507	528	13	1 048	435	1 483	142	-	23	1 648
Redevances	39	62	1	102	11	113	-	-	-	113
Transport et fluidification	44	31	-	75	17	92	142	(5)	-	229
Charges d'exploitation	206	180	-	386	177	563	-	-	(5)	558
Taxe sur la production et impôts miniers	-	15	-	15	2	17	-	-	-	17
Prix nets opérationnels	218	240	12	470	228	698	-	5	28	731
(Profit) perte à la gestion des risques	(88)	(76)	-	(164)	(55)	(219)	-	-	10	(209)
Marge d'exploitation	306	316	12	634	283	917	-	5	18	940

Trimestre clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires ²⁾
	Pétrole lourd	Pétrole léger et moyen	LGN	Liquides classiques	Gaz naturel	Hydrocarbures classiques	Condensats	Stocks	Autres	Total – Hydrocarbures classiques
Chiffre d'affaires brut	40	107	4	151	53	204	8	-	6	218
Redevances	2	24	-	26	2	28	-	-	1	29
Transport et fluidification	3	5	-	8	2	10	8	-	-	18
Charges d'exploitation	14	32	-	46	35	81	-	-	2	83
Taxe sur la production et impôts miniers	-	4	-	4	-	4	-	-	-	4
Prix nets opérationnels	21	42	4	67	14	81	-	-	3	84
(Profit) perte à la gestion des risques	4	13	-	17	(3)	14	-	-	-	14
Marge d'exploitation	17	29	4	50	17	67	-	-	3	70

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 ²⁾
	Pétrole lourd	Pétrole léger et moyen	LGN	Liquides classiques	Gaz naturel	Hydrocarbures classiques	Condensats	Stocks	Autres	Total – Hydrocarbures classiques
Chiffre d'affaires brut	111	131	4	246	62	308	22	-	1	331
Redevances	17	26	1	44	3	47	-	-	(2)	45
Transport et fluidification	13	7	-	20	3	23	22	-	(1)	44
Charges d'exploitation	35	44	-	79	39	118	-	-	-	118
Taxe sur la production et impôts miniers	-	4	-	4	-	4	-	-	-	4
Prix nets opérationnels	46	50	3	99	17	116	-	-	4	120
(Profit) perte à la gestion des risques	1	3	-	4	(1)	3	-	-	-	3
Marge d'exploitation	45	47	3	95	18	113	-	-	4	117

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

Trimestre clos le 31 mars 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						Ajustements			Selon les états financiers consolidés inter-médiaires ²⁾
	Pétrole lourd	Pétrole léger et moyen	LGN	Liquides classiques	Gaz naturel	Hydrocarbures classiques	Condensats	Stocks	Autres	Total – Hydrocarbures classiques
Chiffre d'affaires brut	113	128	5	246	95	341	33	-	-	374
Redevances	16	29	1	46	4	50	-	-	-	50
Transport et fluidification	8	6	-	14	4	18	33	-	-	51
Charges d'exploitation	31	38	-	69	41	110	-	-	-	110
Taxe sur la production et impôts miniers	-	4	-	4	1	5	-	-	-	5
Prix nets opérationnels	58	51	4	113	45	158	-	-	-	158
(Profit) perte à la gestion des risques	7	6	-	13	-	13	-	-	-	13
Marge d'exploitation	51	45	4	100	45	145	-	-	-	145

- 1) *Figurant à la note 11 des états financiers consolidés et compte tenu des résultats d'exploitation associés aux actifs de participation à des redevances vendus en 2015, à savoir un chiffre d'affaires brut de 61 M\$, des redevances de 1 M\$, des frais de transport et de fluidification de 1 M\$, des charges d'exploitation de 3 M\$ et une taxe sur la production et des impôts miniers de 1 M\$.*
- 2) *Figurant à la note 8 des états financiers consolidés inter-médiaires.*

Production totale

Résultats financiers – actifs en amont

Exercice clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés			Ajustements			Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Activités poursuivies ¹⁾	Hydrocarbures classiques ²⁾	Total – Activités d'exploitation	Condensats	Stocks	Autres	Total – Activités d'exploitation
Chiffre d'affaires brut	7 917	1 309	9 226	(3 145)	-	(55)	6 026
Redevances	271	174	445	-	-	-	445
Transport et fluidification	3 760	167	3 927	(3 145)	-	(2)	780
Charges d'exploitation	1 184	426	1 610	-	-	(81)	1 529
Taxe sur la production et impôts miniers	1	18	19	-	-	-	19
Prix nets opérationnels	2 701	524	3 225	-	-	28	3 253
(Profit) perte à la gestion des risques	307	33	340	-	-	-	340
Marge d'exploitation	2 394	491	2 885	-	-	28	2 913

Exercice clos le 31 décembre 2016 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés			Ajustements			Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Activités poursuivies ¹⁾	Hydrocarbures classiques ²⁾	Total – Activités d'exploitation	Condensats	Stocks	Autres	Total – Activités d'exploitation
Chiffre d'affaires brut	2 929	1 267	4 196	(1 505)	-	(14)	2 677
Redevances	9	139	148	-	-	-	148
Transport et fluidification	1 721	186	1 907	(1 505)	51	-	453
Charges d'exploitation	501	444	945	-	-	(3)	942
Taxe sur la production et impôts miniers	-	12	12	-	-	-	12
Prix nets opérationnels	698	486	1 184	-	(51)	(11)	1 122
(Profit) perte à la gestion des risques	(179)	(58)	(237)	-	-	(6)	(243)
Marge d'exploitation	877	544	1 421	-	(51)	(5)	1 365

Exercice clos le 31 décembre 2015 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés			Ajustements			Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Activités poursuivies ¹⁾	Hydrocarbures classiques ²⁾	Total – Activités d'exploitation	Condensats	Stocks	Autres	Total – Activités d'exploitation
Chiffre d'affaires brut	3 091	1 648	4 739	(1 583)	-	(31)	3 125
Redevances	30	113	143	-	-	-	143
Transport et fluidification	1 816	229	2 045	(1 583)	(33)	-	429
Charges d'exploitation	534	558	1 092	-	-	-	1 092
Taxe sur la production et impôts miniers	1	17	18	-	-	-	18
Prix nets opérationnels	710	731	1 441	-	33	(31)	1 443
(Profit) perte à la gestion des risques	(404)	(209)	(613)	-	-	(10)	(623)
Marge d'exploitation	1 114	940	2 054	-	33	(21)	2 066

Trimestre clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			Ajustements			Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Activités poursuivies ¹⁾	Hydrocarbures classiques ²⁾	Total – Activités d'exploitation	Condensats	Stocks	Autres	Total – Activités d'exploitation
Chiffre d'affaires brut	2 655	218	2 873	(998)	-	(21)	1 854
Redevances	133	29	162	-	-	(1)	161
Transport et fluidification	1 217	18	1 235	(998)	(1)	1	237
Charges d'exploitation	365	83	448	-	-	(17)	431
Taxe sur la production et impôts miniers	1	4	5	-	-	-	5
Prix nets opérationnels	939	84	1 023	-	1	(4)	1 020
(Profit) perte à la gestion des risques	235	14	249	-	-	-	249
Marge d'exploitation	704	70	774	-	1	(4)	771

Trimestre clos le 30 septembre 2017 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			Ajustements			Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Activités poursuivies ¹⁾	Hydrocarbures classiques ²⁾	Total – Activités d'exploitation	Condensats	Stocks	Autres	Total – Activités d'exploitation
Chiffre d'affaires brut	2 410	331	2 741	(885)	-	(20)	1 836
Redevances	67	45	112	-	-	2	114
Transport et fluidification	1 088	44	1 132	(885)	1	-	248
Charges d'exploitation	360	118	478	-	-	(9)	469
Taxe sur la production et impôts miniers	-	4	4	-	-	-	4
Prix nets opérationnels	895	120	1 015	-	(1)	(13)	1 001
(Profit) perte à la gestion des risques	9	3	12	-	-	-	12
Marge d'exploitation	886	117	1 003	-	(1)	(13)	989

Trimestre clos le 30 juin 2017 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			Ajustements			Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Activités poursuivies ¹⁾	Hydrocarbures classiques ²⁾	Total – Activités d'exploitation	Condensats	Stocks	Autres	Total – Activités d'exploitation
Chiffre d'affaires brut	1 790	386	2 176	(751)	-	(9)	1 416
Redevances	44	50	94	-	-	(1)	93
Transport et fluidification	889	54	943	(751)	-	(3)	189
Charges d'exploitation	319	115	434	-	-	(54)	380
Taxe sur la production et impôts miniers	-	5	5	-	-	-	5
Prix nets opérationnels	538	162	700	-	-	49	749
(Profit) perte à la gestion des risques	(14)	3	(11)	-	-	-	(11)
Marge d'exploitation	552	159	711	-	-	49	760

Trimestre clos le 31 mars 2017 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			Ajustements			Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Activités poursuivies ¹⁾	Hydrocarbures classiques ²⁾	Total – Activités d'exploitation	Condensats	Stocks	Autres	Total – Activités d'exploitation
Chiffre d'affaires brut	1 062	374	1 436	(511)	-	(5)	920
Redevances	27	50	77	-	-	-	77
Transport et fluidification	566	51	617	(511)	-	-	106
Charges d'exploitation	140	110	250	-	-	(1)	249
Taxe sur la production et impôts miniers	-	5	5	-	-	-	5
Prix nets opérationnels	329	158	487	-	-	(4)	483
(Profit) perte à la gestion des risques	77	13	90	-	-	-	90
Marge d'exploitation	252	145	397	-	-	(4)	393

- 1) Les activités poursuivies s'entendent des secteurs Sables bitumineux et Deep Basin.
2) Classé à titre d'activités abandonnées, figurant à la note 11 des états financiers consolidés.
3) Classé à titre d'activités abandonnées, figurant à la note 9 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)	Exercices clos les 31 décembre		
	2017	2016	2015
Sables bitumineux			
Foster Creek	121 806	69 647	64 467
Christina Lake	161 514	79 481	73 872
Total – pétrole brut tiré des Sables bitumineux	283 320	149 128	138 339
Gaz naturel (en Mpi ³ par jour)	10	17	19
Deep Basin			
Total – liquides	20 850	-	-
Gaz naturel (en Mpi ³ par jour)	316	-	-
Ventes d'Hydrocarbures classiques (en bep par jour)	-	-	4 163
Ventes – activités poursuivies (en bep par jour)	358 476	151 962	145 669
Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)			
Pétrole lourd	21 669	28 958	34 965
Pétrole moyen et léger	24 571	25 965	28 706
Liquides du gaz naturel (« LGN »)	1 073	1 065	1 149
Total – liquides classiques	47 313	55 988	64 820
Gaz naturel (en Mpi ³ par jour)	333	377	412
Ventes – activités abandonnées (en bep par jour)	102 792	118 821	133 537
Total des ventes de liquides	351 483	205 116	205 706
Total des ventes (en bep par jour)	461 268	270 783	279 206

(en barils par jour, à moins d'indication contraire)	Trimestres clos les			
	31 décembre 2017	30 septembre 2017	30 juin 2017	31 mars 2017
Sables bitumineux				
Foster Creek	143 586	157 850	106 115	78 562
Christina Lake	193 734	206 338	154 431	89 919
Total – pétrole brut tiré des Sables bitumineux	337 320	364 188	260 546	168 481
Gaz naturel (en Mpi ³ par jour)	7	6	12	15
Deep Basin				
Total – liquides	33 147	32 864	16 894	-
Gaz naturel (en Mpi ³ par jour)	509	495	253	-
Ventes – activités poursuivies (en bep par jour)	456 455	480 512	321 526	170 981
Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)				
Pétrole lourd	7 485	25 047	28 089	26 222
Pétrole moyen et léger	18 915	27 494	26 835	25 074
Liquides du gaz naturel (« LGN »)	913	1 201	1 132	1 047
Total – liquides classiques	27 313	53 742	56 056	52 343
Gaz naturel (en Mpi ³ par jour)	279	350	355	348
Ventes – activités abandonnées (en bep par jour)	73 775	112 079	115 235	110 343
Total des ventes de liquides	397 780	450 794	333 496	220 824
Total des ventes (en bep par jour)	530 230	592 591	436 761	281 324