



RAPPORT DE GESTION POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 31 MARS 2017

TABLE DES MATIÈRES :

APERÇU DE CENOVUS.....	2
ACQUISITION TRANSFORMATIONNELLE.....	3
FAITS SAILLANTS DU TRIMESTRE.....	4
RÉSULTATS D'EXPLOITATION.....	5
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS.....	7
RÉSULTATS FINANCIERS.....	9
SECTEURS À PRÉSENTER.....	14
SABLES BITUMINEUX.....	14
HYDROCARBURES CLASSIQUES.....	21
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION.....	25
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS.....	27
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT.....	29
GESTION DES RISQUES.....	32
JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE.....	37
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	38
PERSPECTIVES.....	39
MISE EN GARDE.....	41
ABRÉVIATIONS.....	43
RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS.....	44

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société », c'est-à-dire Cenovus Energy Inc., ses filiales et les participations qu'elle ou ses filiales détiennent), daté du 25 avril 2017, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 31 mars 2017 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires »), les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2016 et les notes annexes (les « états financiers consolidés ») et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2016 (le « rapport de gestion annuel »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 25 avril 2017, sauf indication contraire. Le présent rapport de gestion constitue une mise à jour du rapport de gestion annuel et contient de l'information prospective concernant les prévisions, estimations, projections et hypothèses actuelles de Cenovus. L'information figurant dans le présent rapport de gestion, en ce qui a trait aux activités de la société pour le trimestre clos le 31 mars 2017, ne tient pas compte de la conclusion de l'acquisition (telle qu'elle est définie dans le rapport de gestion). Pour plus de détails, se reporter à la section « Acquisition transformationnelle » du présent rapport de gestion. Pour se renseigner sur les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon significative ainsi que sur les principales hypothèses sous-jacentes à cette information prospective, lire la rubrique « Mise en garde ». La direction prépare les rapports de gestion intermédiaires, et le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») les approuve. Le comité d'audit a examiné le rapport de gestion annuel et en a recommandé l'approbation au conseil. Des renseignements supplémentaires sur Cenovus, notamment ses rapports trimestriels et annuels, sa notice annuelle et le formulaire 40-F qui la concerne, peuvent être consultés sur SEDAR, à l'adresse sedar.com, sur EDGAR, à l'adresse sec.gov et sur le site Web de la société, à l'adresse cenovus.com. L'information sur le site Web de la société ou qui y est reliée, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie du rapport de gestion.

Mode de présentation

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

Mesures hors PCGR et autres totaux partiels

Certaines mesures financières qui figurent dans le présent document, notamment les prix nets opérationnels, les fonds provenant de l'exploitation ajustés, le résultat d'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation disponibles, la dette, la dette nette, les capitaux permanents et le bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté (« BAIIA ajusté »), ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les IFRS et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. En outre, la marge d'exploitation est un total partiel présenté à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires de la société. Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des mesures supplémentaires pour qu'ils puissent analyser l'information sur la liquidité de Cenovus et la capacité de la société à dégager des fonds pour financer ses activités. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni en substitut des mesures préparées selon les IFRS.

La définition de chaque mesure hors PCGR ou autre total partiel et son rapprochement, s'il y a lieu, sont fournis dans les sections « Résultats financiers », « Résultats d'exploitation », « Situation de trésorerie et sources de financement » ou « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

APERÇU DE CENOVUS

Cenovus est une société pétrolière canadienne intégrée dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta, et dont les actions sont inscrites à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York. Au 31 mars 2017, sa valeur s'établissait à environ 16 G\$. La société est engagée dans la mise en valeur, la production et la commercialisation du pétrole brut, des liquides du gaz naturel (« LGN ») et du gaz naturel dans l'Ouest canadien. La société exerce en outre des activités de commercialisation et possède des installations de raffinage aux États-Unis. Pour le trimestre clos le 31 mars 2017, la production moyenne de pétrole brut et de LGN (ensemble, le « pétrole brut ») de Cenovus s'est établie à environ 234 900 barils par jour, et la production moyenne de gaz naturel a été de 363 Mpi³/j. Les raffineries de la société ont traité en moyenne 406 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 433 000 barils bruts par jour de produits raffinés.

Acquisition transformationnelle

Le 29 mars 2017, Cenovus a annoncé qu'une acquisition transformationnelle d'environ 17,7 G\$ avait été conclue avec la société ConocoPhillips et certaines de ses filiales (ensemble, « ConocoPhillips ») visant l'achat de la participation de 50 % que ConocoPhillips détient dans FCCL Partnership (« FCCL ») et de la majorité des actifs de pétrole brut et de gaz naturel classiques que possède ConocoPhillips dans l'Ouest canadien, soit en Alberta et en Colombie-Britannique (l'« acquisition »).

L'acquisition donnera à Cenovus le contrôle complet sur ses activités liées aux sables bitumineux, doublera sa production tirée des sables bitumineux et doublera presque ses réserves prouvées de bitume. L'opération procurera à la société une plateforme de croissance supplémentaire composée de plus de trois millions d'acres nettes de terrains non mis en valeur, d'actifs de prospection et de production et des infrastructures qui s'y rattachent en Alberta et en Colombie-Britannique (ensemble, les « actifs du Deep Basin »). Les actifs du Deep Basin devraient fournir des possibilités de mise en valeur complémentaires à cycle de production court présentant un potentiel de rendement élevé.

Parallèlement à l'annonce de l'acquisition, la société a entrepris la mise en marché de certains biens non essentiels en vue de leur vente, dont le produit contribuera au financement de l'acquisition. Cenovus prévoit de se défaire de ses actifs de pétrole lourd à Pelican Lake, y compris le projet adjacent Grand Rapids dans la grande région de Pelican Lake, et de ses actifs de pétrole brut et de gaz naturel Suffield.

L'acquisition, dont la date d'entrée en vigueur est le 1^{er} janvier 2017, devrait être conclue au deuxième trimestre de 2017, sous réserve des conditions de clôture habituelles et de l'obtention des approbations des organismes de réglementation.

Activités de la société

Sables bitumineux

Les installations de la société comprennent des projets de sables bitumineux dans le nord de l'Alberta, exploités selon la technique de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV »), à savoir : Foster Creek, Christina Lake, Narrows Lake et divers nouveaux projets. Foster Creek et Christina Lake sont en phase de production, tandis que Narrows Lake est aux premiers stades de mise en valeur. Ces trois projets, situés dans la région de l'Athabasca, dans le nord-est de l'Alberta, sont exploités par Cenovus et détenus conjointement (participation de 50 %) avec ConocoPhillips, société ouverte américaine non apparentée. Telephone Lake, situé dans la région de Borealis, dans le nord-est de l'Alberta, est un nouveau projet que Cenovus détient à 100 %.

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2017	
	Pétrole brut	Gaz naturel
Marge d'exploitation	249	1
Dépenses d'investissement	169	3
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	80	(2)

Hydrocarbures classiques

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2017	
	Pétrole brut ¹⁾	Gaz naturel
Marge d'exploitation	100	44
Dépenses d'investissement	85	3
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	15	41

1) Y compris les LGN.

Cenovus possède des actifs productifs de pétrole brut et de gaz naturel, notamment des actifs de pétrole lourd à Pelican Lake, un projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du dioxyde de carbone (« CO₂ ») à Weyburn, en Saskatchewan, et de nouveaux actifs de mise en valeur de pétrole avare en Alberta.

Raffinage et commercialisation

Les installations de Cenovus comprennent deux raffineries situées dans les États de l'Illinois et du Texas, aux États-Unis. Ces raffineries sont détenues conjointement, 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. 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)

	Trimestre clos le 31 mars 2017
Marge d'exploitation	53
Dépenses d'investissement	46
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	7

ACQUISITION TRANSFORMATIONNELLE

Le 29 mars 2017, Cenovus a annoncé la conclusion d'une acquisition transformationnelle d'environ 17,7 G\$ visant l'achat de la participation de 50 % que ConocoPhillips détient dans FCCL et de la majorité des actifs de pétrole brut et de gaz naturel classiques que possède ConocoPhillips dans l'Ouest canadien, soit en Alberta et en Colombie-Britannique (les « actifs du Deep Basin »). L'acquisition donnera à Cenovus le contrôle complet sur ses activités liées aux sables bitumineux, doublera sa production tirée des sables bitumineux et doublera presque ses réserves prouvées de bitume. Les actifs du Deep Basin procureront à la société une plateforme de croissance supplémentaire composée de plus de trois millions d'acres nettes de terrains non mis en valeur, d'actifs de prospection et de production et des infrastructures qui s'y rattachent en Alberta et en Colombie-Britannique. Les actifs du Deep Basin devraient fournir des possibilités de mise en valeur complémentaires à cycle de production court présentant un potentiel de rendement élevé.

La contrepartie totale versée pour l'acquisition, annoncée le 29 mars 2017, comprend un montant de 10,6 G\$ US en trésorerie et 208 millions d'actions ordinaires de Cenovus (les « actions de contrepartie »). Pour financer la portion en trésorerie de l'acquisition, la société a procédé comme suit :

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

La facilité de crédit-relais est composée de trois tranches qui arrivent à échéance 12 mois, 18 mois et 24 mois, respectivement, après la date de clôture de l'acquisition. La société prévoit de rembourser la facilité de crédit-relais au moyen de la vente de certains actifs. Parallèlement à l'annonce de l'acquisition, la société a en effet entrepris la mise en marché de certains biens non essentiels en vue de leur vente, dont le produit contribuera au financement de l'acquisition. Cenovus prévoit de se défaire de ses actifs de pétrole lourd à Pelican Lake, y compris le projet adjacent Grand Rapids dans la grande région de Pelican Lake, et de ses actifs de pétrole brut et de gaz naturel Suffield.

Dans le cadre de l'acquisition, Cenovus a convenu de verser des paiements trimestriels à ConocoPhillips au cours des cinq années suivant la date de clôture pour chaque trimestre où le prix moyen du pétrole brut Western Canadian Select (« WCS ») sera supérieur à 52,00 \$ le baril. La société versera un paiement trimestriel de 6 M\$ pour chaque dollar en excédent du prix du WCS de 52,00 \$ le baril. Le calcul comporte un mécanisme d'ajustement tenant compte de certaines interruptions de production importantes à Foster Creek et à Christina Lake, qui pourra réduire le montant d'un paiement éventuel. Les paiements éventuels ne sont pas plafonnés. Les modalités de la convention de paiement éventuel permettent à Cenovus de conserver 80 % à 85 % de la portion du prix du WCS qui excède 52,00 \$ le baril, selon la capacité de production brute actuelle à Foster Creek et à Christina Lake. À mesure que la capacité de production augmentera par suite des expansions futures, le pourcentage de hausse disponible pour Cenovus s'accroîtra aussi.

L'acquisition, dont la date d'entrée en vigueur est le 1^{er} janvier 2017, devrait être conclue au deuxième trimestre de 2017, sous réserve des conditions de clôture habituelles et de l'obtention des approbations des organismes de réglementation. Au 31 mars 2017, Cenovus avait versé un acompte de 129,5 M\$ US, qui sera déduit du prix d'achat à la date de clôture de l'acquisition. La société s'attend à ce que la plus grande partie du prix d'achat soit affectée aux immobilisations corporelles, aux actifs de prospection et d'évaluation et au goodwill acquis.

La déclaration de changement important datée du 5 avril 2017, qui peut être consultée sur SEDAR et EDGAR, comprend de l'information prévisionnelle précisant l'incidence attendue de l'acquisition sur les activités de la société. Si la production prévue qui sera tirée des actifs acquis portait sur l'exercice complet, Cenovus s'attendrait à ce que l'acquisition fasse augmenter de 92 % les fonds provenant de l'exploitation ajustés avant l'incidence des cessions envisagées, réduise de 7 % les charges d'exploitation en amont par bep et entraîne une diminution de 24 % des frais généraux et frais d'administration par bep. En outre, Cenovus s'attend à ce que les actifs acquis dégagent une marge d'exploitation de 1,8 G\$ en 2017 (en supposant un prix du WTI stable à 50 \$ US le baril tout au long de l'année).

Avant la prise en compte de l'acquisition, Cenovus, par l'intermédiaire d'une filiale entièrement détenue, était le partenaire-exploitant de FCCL, dont elle détenait conjointement une participation de 50 %. FCCL répondait à la définition d'une entreprise commune selon IFRS 11, *Partenariats*. C'est pourquoi la société comptabilisait sa quote-part des actifs, des passifs, des produits et des charges dans son résultat consolidé avant le regroupement d'entreprises. À la clôture de l'acquisition, Cenovus obtiendra le contrôle de FCCL, selon la définition qu'en donne IFRS 10, *États financiers consolidés*. Par conséquent, FCCL fera partie du périmètre de consolidation. À la clôture, l'acquisition sera comptabilisée selon la méthode de l'acquisition conformément à IFRS 3, *Regroupements d'entreprises* (« IFRS 3 »). Selon IFRS 3, dans le cas où le contrôle est réalisé par étapes, l'acquéreur doit réévaluer la participation qu'il détenait précédemment à la juste valeur à la date d'acquisition et comptabiliser l'éventuel profit ou perte en résultat net. À la date de clôture de l'acquisition, Cenovus prévoit comptabiliser un profit hors trésorerie lié à la réévaluation à la juste valeur de sa participation actuelle dans FCCL.

Des renseignements supplémentaires sur l'acquisition peuvent être consultés dans le communiqué daté du 29 mars 2017 se trouvant 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, ainsi que dans la déclaration de changement important datée du 5 avril 2017 se trouvant sur SEDAR et EDGAR. L'information figurant dans le présent rapport de gestion, en ce qui a trait aux activités de la société pour le trimestre clos le 31 mars 2017, ne tient pas compte de la clôture de l'acquisition.

FAITS SAILLANTS DU TRIMESTRE

Au premier trimestre de 2017, le prix de référence du West Texas Intermediate (« WTI ») s'est situé entre 47 \$ US le baril et 54 \$ US le baril, soit une nette amélioration par rapport au creux sur 13 ans de 26 \$ US le baril atteint au premier trimestre de 2016. Par conséquent, le prix de vente moyen du pétrole brut de la société a pratiquement triplé par rapport au premier trimestre de 2016. La hausse du prix de vente du pétrole brut, jumelée à un accroissement de 32 % de la production tirée des sables bitumineux, a contribué à une augmentation de 329 M\$ du résultat net en 2017. Les prix nets opérationnels de la société, qui se situaient à 19,11 \$ le bep au premier trimestre avant les opérations réalisées au titre de la gestion des risques, ont été les plus élevés depuis le deuxième trimestre de 2015. Cenovus a continué de porter toute son attention sur la réduction de sa structure de coûts et le maintien de sa résilience financière, tout en assurant la sécurité et la fiabilité de ses activités.

Au premier trimestre, la société :

- a annoncé une acquisition transformationnelle;
- a augmenté de 19 % le total de la production de pétrole brut par rapport au premier trimestre de 2016, en raison principalement des volumes de production supplémentaires provenant de la phase G de Foster Creek et de la phase F de Christina Lake, qui ont été mises en service au second semestre de 2016;
- a pratiquement doublé les produits qu'elle a tirés des secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques, pris collectivement, par rapport à la même période en 2016, surtout grâce à la hausse des prix de vente du pétrole brut;
- a réduit de 0,81 \$ par baril, ou 7 %, ses charges d'exploitation unitaires liées au pétrole brut par rapport au premier trimestre de 2016;
- a inscrit des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés de 328 M\$ et de 323 M\$, respectivement, soit une augmentation par rapport au premier trimestre de 2016, où ils s'étaient établis à 146 M\$ et à 297 M\$, respectivement;
- a comptabilisé un bénéfice net de 211 M\$ comparativement à une perte nette de 118 M\$ en 2016;
- a investi 313 M\$ dans les dépenses d'investissement, soit un recul de 3 % par rapport au premier trimestre de 2016. La société continuera d'affecter ses capitaux de manière disciplinée en gérant étroitement le rythme de ses investissements.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les actifs en amont ont continué d'afficher un bon rendement au premier trimestre de 2017. La production totale de pétrole brut a progressé, et la mise en production progressive des phases d'expansion a été annulée en partie par la baisse prévue de la production tirée des biens du secteur Hydrocarbures classiques.

Volumes de production de pétrole brut

(en barils par jour)	Trimestres clos les 31 mars		2016
	2017	Variation	
Sables bitumineux			
Foster Creek	80 866	33 %	60 882
Christina Lake	100 635	31 %	77 093
	181 501	32 %	137 975
Hydrocarbures classiques			
Pétrole lourd	27 277	(13) %	31 247
Pétrole moyen et léger	25 089	(7) %	27 121
LGN ¹⁾	1 047	(13) %	1 208
	53 413	(10) %	59 576
Total de la production de pétrole brut	234 914	19 %	197 551

1) Les LGN comprennent les volumes de condensats.

La production à Foster Creek s'est accrue au premier trimestre de 2017 en raison surtout de l'accroissement des volumes de production tirés de l'expansion de la phase G et de la mise en service de puits additionnels. La production à Christina Lake a été supérieure en raison de l'accroissement des volumes de production tirés de l'expansion de la phase F et du rendement fiable des installations de la société. La mise en production progressive de la phase G à Foster Creek et de la phase F à Christina Lake se déroule comme prévu et devrait être achevée au second semestre de 2017.

La production de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques a diminué par rapport à celle de 2016 en raison essentiellement des baisses normales de rendement prévues.

Volumes de production de gaz naturel

(en Mpi ³ par jour)	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Hydrocarbures classiques	348	391
Sables bitumineux	15	17
	363	408

La production de gaz naturel a diminué de 11 % comparativement à celle du premier trimestre de 2016, surtout à cause des baisses normales de rendement prévues.

Prix nets opérationnels

Le prix net opérationnel est une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer le rendement opérationnel unitaire d'une entreprise. Le prix net opérationnel correspond à la marge par baril de pétrole brut de la société avant fluidification. Il s'entend des ventes brutes moins les redevances, les frais de transport et de fluidification, les charges d'exploitation et la taxe sur la production et les impôts miniers, divisé par les volumes de vente. Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits jusqu'à leur vente. Le prix de vente du pétrole brut, 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.

	Pétrole brut ¹⁾ (\$/baril)		Gaz naturel (\$/kpi ³)	
	Trimestres clos les 31 mars			
	2017	2016	2017	2016
Prix de vente	41,41	15,97	2,99	2,31
Redevances	3,67	0,92	0,14	0,09
Transport et fluidification	5,14	5,85	0,12	0,10
Charges d'exploitation	10,27	11,08	1,34	1,23
Taxes sur la production et impôts miniers	0,22	0,11	0,02	-
Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	22,11	(1,99)	1,37	0,89
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(4,53)	8,16	-	-
Prix net opérationnel, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	17,58	6,17	1,37	0,89

1) Y compris les LGN.

Au premier trimestre de 2017, le prix net opérationnel moyen pour le pétrole brut, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a nettement augmenté par rapport à celui du premier trimestre de 2016. La hausse des prix de vente, qui était conforme à la progression des prix de référence et une diminution des charges d'exploitation unitaires et des frais de transport, ont été en partie contrées par l'accroissement des redevances et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. L'appréciation du dollar canadien par rapport à 2016 a eu un effet négatif d'environ 1,55 \$ sur le prix du baril de pétrole brut de la société.

Le prix net opérationnel moyen obtenu sur le gaz naturel, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a augmenté en raison surtout de la hausse des prix de vente, elle-même conforme à la progression du prix de référence AECO.

Raffinage

La production de pétrole brut et de produits raffinés a diminué par rapport à 2016 principalement en raison des révisions prévues aux deux raffineries au premier trimestre de 2017. Des volumes de brut lourd moindres ont été traités par suite de ces révisions prévues et de l'optimisation de la gamme de pétrole brut composant la charge d'alimentation.

	Trimestres clos les 31 mars		2016
	2017	Variation	
Production de pétrole brut ¹⁾ (kb/j)	406	(7) %	435
Pétrole lourd ¹⁾	200	(17) %	241
Produits raffinés ¹⁾ (kb/j)	433	(6) %	460
Taux d'utilisation du pétrole brut ¹⁾ (%)	88	(7) %	95

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

Au premier trimestre de 2017, la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation s'est établie à 53 M\$, alors qu'une perte d'exploitation de 23 M\$ avait été inscrite en 2016. Cette amélioration est principalement attribuable à une augmentation de la marge brute, qui est conforme à l'augmentation des marges de craquage moyennes sur le marché. L'accroissement de la marge d'exploitation a été atténué par une perte réalisée liée à la gestion des risques comparativement à un profit en 2016, un recul des taux d'utilisation du pétrole brut, une diminution des marges sur la vente de produits secondaires et une hausse des charges d'exploitation.

Le lecteur trouvera de plus amples informations sur les variations des volumes de production, les éléments pris en compte dans le calcul des prix nets opérationnels et des données sur le raffinage à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les activités de gestion des risques de Cenovus, se reporter à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion et aux notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires au 31 mars 2017.

PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS

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

Principaux prix de référence et taux de change¹⁾

	T1 2017	T1 2016	Variation	T4 2016
Prix du pétrole brut (\$ US/b, sauf indication contraire)				
Brent				
Moyenne	54,66	35,08	56 %	51,13
Fin de la période	52,83	39,60	33 %	56,82
WTI				
Moyenne	51,91	33,45	55 %	49,29
Fin de la période	50,60	38,34	32 %	53,72
Écart moyen Brent/WTI	2,75	1,63	69 %	1,84
WCS				
Moyenne	37,33	19,21	94 %	34,97
Moyenne (\$ CA/b)	49,38	26,39	87 %	46,63
Fin de la période	39,77	26,75	49 %	38,81
Écart moyen WTI/WCS	14,58	14,24	2 %	14,32
Condensats (C5 à Edmonton)				
Moyenne ²⁾	52,26	34,39	52 %	48,33
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	(0,35)	(0,94)	(63) %	0,96
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	(14,93)	(15,18)	(2) %	(13,36)
Moyenne des prix des produits raffinés (\$ US/b)				
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	63,13	42,00	50 %	59,46
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	63,86	44,55	43 %	61,50
Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries³⁾ (\$ US/b)				
Chicago	11,54	9,58	20 %	10,96
Moyenne des prix du gaz naturel				
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	2,94	2,11	39 %	2,81
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³)	3,32	2,09	59 %	2,98
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/kpi ³)	1,10	0,56	96 %	0,86
Taux de change (\$ US/\$ CA)				
Moyenne	0,756	0,728	4 %	0,750

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

2) Le prix de référence moyen des condensats en dollars canadiens s'est chiffré à 69,13 \$ le baril au premier trimestre de 2017 (47,24 \$ le baril en 2016).

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

Prix de référence – pétrole brut

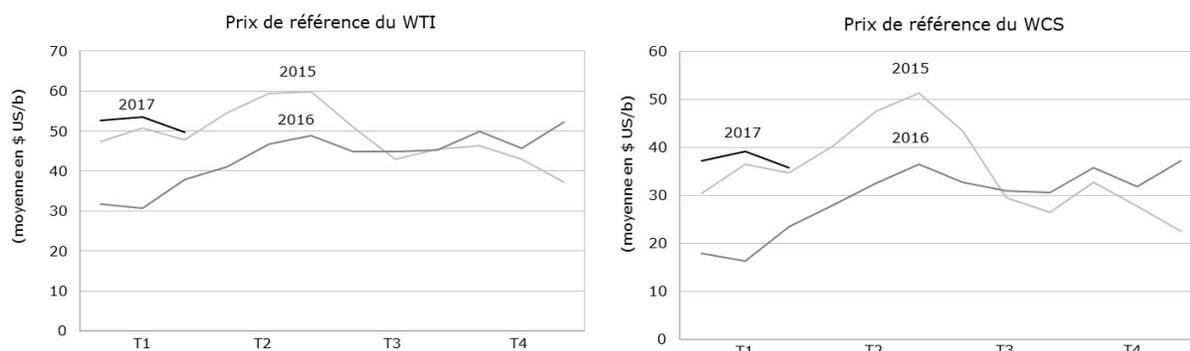
Au premier trimestre de 2017, les prix de référence moyens du pétrole brut ont considérablement augmenté par rapport à ceux de 2016. Les prix ont augmenté lorsque l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») ainsi que certains pays hors OPEP, comme la Russie, ont convenu au quatrième trimestre de 2016 de réduire la production. Au premier trimestre de 2017, les prix du pétrole brut ont augmenté par suite du respect du plan visant à réduire la production et des prévisions relatives aux prélèvements futurs sur les stocks de pétrole brut mondiaux.

Le WTI est un important prix de référence pour le pétrole brut canadien, car il reflète les prix intérieurs du brut en Amérique du Nord, et son équivalent en dollars canadiens est utilisé pour calculer les redevances relatives à de nombreux biens de pétrole brut de la société. Les prix de référence du WTI ont reculé par rapport à ceux du Brent en raison de l'offre plus grande de pétrole brut aux États-Unis découlant de l'accroissement des stocks de pétrole brut dans ce pays.

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 élargi légèrement par rapport au premier trimestre de 2016 en raison de la production croissante de pétrole lourd en Alberta et de la capacité limitée des transports pipeliniers.

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

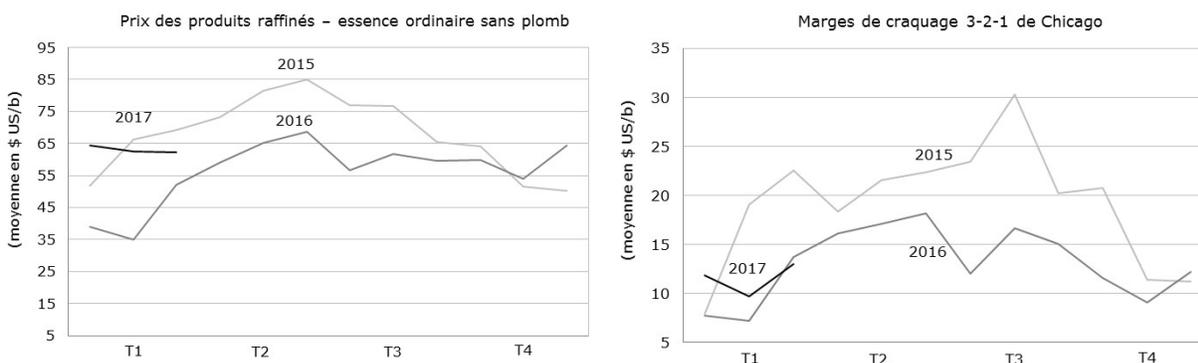
L'écart moyen WTI-condensats s'est rétréci au premier trimestre de 2017 par rapport à 2016. Les prix des condensats ont augmenté par rapport à ceux du WTI, car la demande saisonnière accrue de condensats employés pour la fluidification a été encore poussée par la hausse de la demande découlant de l'augmentation progressive de la production tirée des sables bitumineux en Alberta.



Prix de référence – raffinage

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

La moyenne des prix des produits raffinés à Chicago a monté au premier trimestre de 2017 par rapport à 2016 en raison principalement de la hausse des prix du pétrole brut et de la demande de produits raffinés. Les marges de craquage 3-2-1 moyennes à Chicago se sont élargies en 2017 en raison de l'augmentation de l'offre de pétrole brut aux États-Unis, qui a entraîné un élargissement de l'écart Brent-WTI, et de la forte demande de produits raffinés, qui a réduit les stocks 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 ont augmenté au premier trimestre de 2017, malgré des températures moyennes clémentes au cours du trimestre, et ce, en raison du recul de l'offre et de la réduction des stocks accumulés par rapport à 2016.

Taux de change de référence

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

Au premier trimestre de 2017, le dollar canadien s'est apprécié par rapport au dollar américain en raison de l'augmentation des prix de référence du pétrole brut, en partie contrebalancée par les hausses de taux d'intérêt aux États-Unis. L'appréciation du dollar canadien par rapport au premier trimestre de 2016 a eu une incidence négative d'environ 145 M\$ sur les produits des activités ordinaires de la société.

Au 31 mars 2017, le dollar canadien était plus vigoureux qu'au 31 décembre 2016 par rapport au dollar américain, ce qui a donné lieu à des profits de change latents de 56 M\$ à la conversion de la dette de Cenovus libellée en dollars américains.

RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats financiers consolidés

Les importantes hausses des prix des marchandises au premier trimestre de 2017 ont été le principal moteur des résultats financiers de la société. Les principales mesures de performance sont analysées en détail dans le présent rapport de gestion.

	2017	2016				2015			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
(en millions de dollars, sauf les montants par action)									
Produits des activités ordinaires	3 865	3 642	3 240	3 007	2 245	2 924	3 273	3 726	3 141
Marge d'exploitation¹⁾	450	595	487	541	144	357	602	932	548
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	328	164	310	205	182	322	542	335	275
Fonds provenant de l'exploitation ajustés²⁾	323	535	422	440	26	275	444	477	495
Résultat d'exploitation²⁾	(39)	321	(236)	(39)	(423)	(438)	(28)	151	(88)
- dilué par action	(0,05)	0,39	(0,28)	(0,05)	(0,51)	(0,53)	(0,03)	0,18	(0,11)
Résultat net	211	91	(251)	(267)	(118)	(641)	1 801	126	(668)
- de base et dilué par action	0,25	0,11	(0,30)	(0,32)	(0,14)	(0,77)	2,16	0,15	(0,86)
Dépenses d'investissement³⁾	313	259	208	236	323	428	400	357	529
Dividendes									
Dividendes en numéraire	41	42	41	42	41	132	133	125	138
En actions émises sur le capital autorisé	-	-	-	-	-	-	-	98	84
- par action	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,16	0,16	0,2662	0,2662

1) Total partiel présenté à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires 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.

Produits des activités ordinaires

(en millions de dollars)

Produits des activités ordinaires du trimestre clos le 31 mars 2016	2 245
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :	
Sables bitumineux	565
Hydrocarbures classiques	70
Raffinage et commercialisation	1 016
Activités non sectorielles et éliminations	(31)
Produits des activités ordinaires du trimestre clos le 31 mars 2017	3 865

Les produits tirés des secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques, pris collectivement, ont presque doublé au premier trimestre de 2017, grâce à la hausse des prix des marchandises et aux volumes de vente accrus, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation des redevances et l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté de 64 % par rapport à 2016. Les produits tirés des activités de raffinage ont progressé grâce à une hausse des prix des produits raffinés cadrant avec l'augmentation du prix de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et du prix du diesel à très faible teneur en soufre à Chicago. Cette progression a été en partie annulée par la réduction de la production de produits raffinés associée aux révisions prévues aux deux raffineries en 2017 et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les produits tirés des ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers effectuées par le groupe de commercialisation ont presque doublé par rapport au premier trimestre de 2016, surtout en raison de la hausse des prix de vente et des volumes de pétrole brut achetés et de condensats vendus, qui a été annulée en partie par le recul des volumes de gaz naturel achetés.

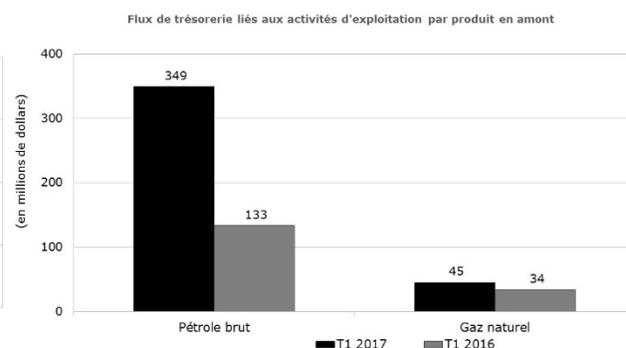
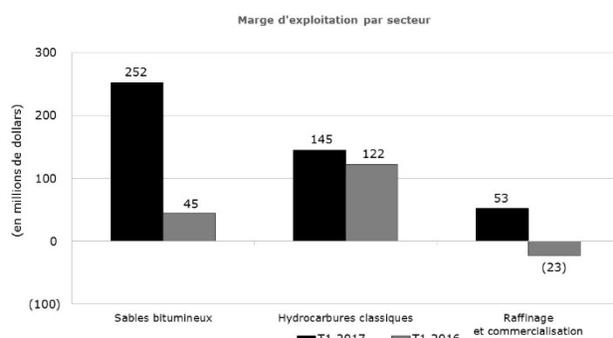
Les produits tirés du secteur Activités non sectorielles et éliminations se rapportent aux ventes et aux produits d'exploitation entre secteurs; ils sont comptabilisés aux prix de cession interne, eux-mêmes établis en fonction des prix en vigueur sur le marché.

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

Marge d'exploitation

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

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
(en millions de dollars)		
Produits des activités ordinaires	3 963	2 312
(Ajouter) déduire :		
Produits achetés	2 330	1 428
Transport et fluidification	617	451
Charges d'exploitation	469	452
Taxe sur la production et impôts miniers	5	2
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	92	(165)
Marge d'exploitation	450	144



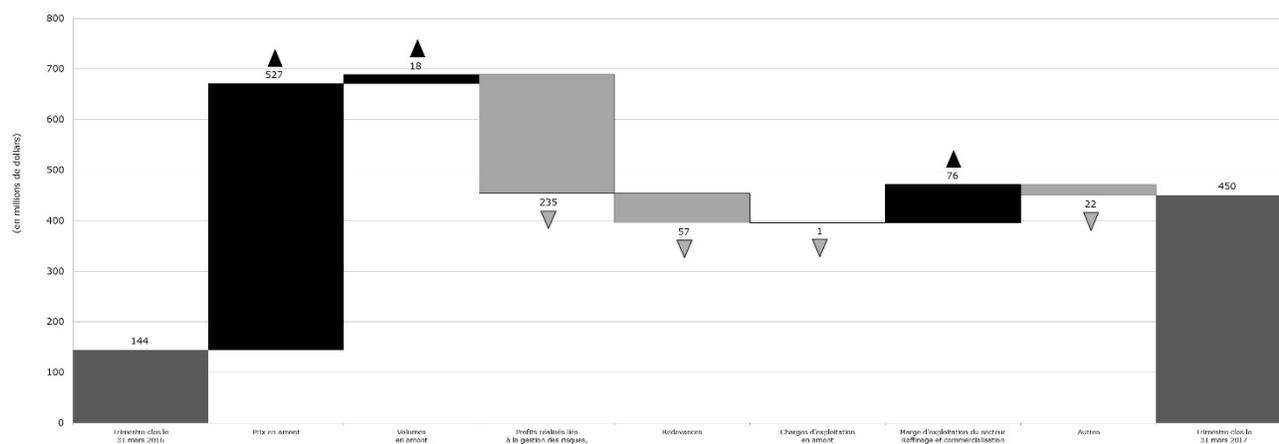
La marge d'exploitation a augmenté de 306 M\$ au premier trimestre de 2017 principalement en raison des facteurs suivants :

- la multiplication par presque trois du prix de vente moyen du pétrole brut de la société et l'augmentation de son prix de vente moyen du gaz naturel de 29 %, ce qui reflète la hausse des prix de référence correspondants;
- l'accroissement de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation par suite d'une hausse des marges de craquage moyennes sur le marché, contrebalancé en partie par une perte réalisée liée à la gestion des risques comparativement à un profit en 2016, un recul des taux d'utilisation du pétrole brut, une diminution des marges sur la vente de produits secondaires et une hausse des charges d'exploitation;
- un accroissement de 11 % des volumes de vente de pétrole brut de la société.

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

- des pertes réalisées de 90 M\$ liées à la gestion des risques, à l'exclusion du secteur Raffinage et commercialisation, en regard de profits de 145 M\$ au premier trimestre de 2016;
- un accroissement des frais de transport et de fluidification causé par la hausse des coûts liés à la fluidification découlant d'une augmentation des prix des condensats et des volumes de condensats requis pour la fluidification de la production accrue tirée des sables bitumineux de la société;
- une hausse des redevances en raison surtout de l'augmentation du prix de référence du WTI (sur lequel est fondé le taux de redevance) et d'une montée du prix de vente du pétrole brut par la société.

Variation de la marge d'exploitation



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

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

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés constituent une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer la capacité d'une entreprise de financer ses programmes d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières. Ils s'entendent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte non tenu de la variation nette des autres actifs et des autres passifs et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. La variation nette des autres actifs et des autres passifs se compose des coûts de remise en état des lieux et de la capitalisation des régimes de retraite. Les éléments hors trésorerie du fonds de roulement se composent des actifs courants et des passifs courants, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des activités de gestion des risques.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	328	182
(Ajouter) déduire :		
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(31)	(29)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	36	185
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	323	26

Au premier trimestre de 2017, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont considérablement augmenté essentiellement par suite de la hausse de la marge d'exploitation, comme il en est fait mention ci-dessus. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement pour le trimestre clos le 31 mars 2017 découle principalement d'une baisse des comptes débiteurs, annulée en partie par une diminution des comptes créditeurs. Les comptes débiteurs ont diminué par suite de la baisse des volumes de vente de pétrole brut en mars 2017 par rapport à décembre 2016. Les comptes créditeurs ont baissé surtout en raison du remboursement d'un billet à payer à un partenaire au premier trimestre de 2017. En outre, les stocks en amont ont augmenté, principalement par suite du respect de l'obligation en matière de contenu de ligne pour le projet de jumelage du pipeline Athabasca.

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 au titre d'un achat avantageux, de l'incidence des profits ou des pertes latents liés à la gestion des risques sur des instruments dérivés, des profits ou des pertes de change latents à la conversion des billets libellés en dollars américains émis au Canada, des profits ou des pertes de change au règlement d'opérations intersociétés et des profits ou des pertes à la sortie d'actifs, déduction faite de l'impôt sur le résultat d'exploitation et 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)	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Résultat, avant impôt	260	(335)
Ajouter (déduire) :		
(Profits) pertes latents liés à la gestion des risques ¹⁾	(279)	149
(Profits) pertes de change latents autres que d'exploitation ²⁾	(56)	(413)
(Profits) pertes à la sortie d'actifs	1	-
Résultat d'exploitation, avant impôt	(74)	(599)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(35)	(176)
Résultat d'exploitation	(39)	(423)

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

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

Le résultat d'exploitation s'est amélioré par rapport au premier trimestre de 2016 en raison principalement d'une augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés, mentionnée ci-dessus, et d'une diminution de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement se rapportant surtout à une perte de valeur de 170 M\$ associée à l'UGT Nord de l'Alberta compabilisée en 2016. En 2017, les coûts de prospection se sont chiffrés à 3 M\$ (1 M\$ en 2016).

Résultat net

(en millions de dollars)

Résultat net du trimestre clos le 31 mars 2016	(118)
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :	
Marge d'exploitation	306
Activités non sectorielles et éliminations	
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques	428
Profits (pertes) de change latents	(337)
Profits (pertes) à la sortie d'actifs	(1)
Charges ¹⁾	22
Amortissement et épuisement	179
Coûts de prospection	(2)
Produit (charge) d'impôt sur le résultat	(266)
Résultat net du trimestre clos le 31 mars 2017	211

1) Tiennent compte 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.

Au premier trimestre de 2017, le résultat net a augmenté en raison essentiellement des éléments suivants :

- des profits latents liés à la gestion des risques de 279 M\$ (pertes latentes liées à la gestion des risques de 149 M\$ en 2016);
- la diminution des pertes d'exploitation, dont il est question plus haut.

L'augmentation a été annulée en partie par des profits de change latents autres que d'exploitation de 56 M\$ comparativement à 413 M\$ en 2016 et par une charge d'impôt différé de 71 M\$ (produit de 190 M\$ en 2016).

Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Sables bitumineux	172	227
Hydrocarbures classiques	88	39
Raffinage et commercialisation	46	52
Activités non sectorielles et éliminations	7	5
Dépenses d'investissement	313	323
Acquisitions et sorties d'actifs	-	-
Dépenses d'investissement, montant net¹⁾	313	323

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

Les dépenses d'investissement du premier trimestre de 2017 ont reculé de 3 % en regard de celles de 2016. Au premier trimestre de 2016, les travaux des deux phases d'expansion, phase G de Foster Creek et phase F de Christina, se sont poursuivis. En 2017, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont surtout été axées sur les investissements de maintien portant sur la production existante; les puits stratigraphiques visant à déterminer l'emplacement des plateformes d'exploitation pour les puits de maintien, les phases d'expansion à court terme et la progression de certains nouveaux actifs; et l'assemblage du module de la phase d'expansion G de Christina Lake. Les dépenses d'investissement du secteur Hydrocarbures classiques ont été axées sur les investissements de maintien et la mise en production progressive du programme de forage de puits de pétrole avare

dans le sud de l'Alberta. Les dépenses d'investissement du secteur Raffinage et commercialisation ont été axées sur la maintenance des immobilisations et la fiabilité des travaux.

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

Décisions relatives aux dépenses d'investissement

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

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

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	323	26
Dépenses d'investissement (de maintien et de croissance)	313	323
Fonds provenant de l'exploitation disponibles ¹⁾	10	(297)
Dividendes en numéraire	41	41
	(31)	(338)

1) 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.

Le 29 mars 2017, la société a conclu une convention d'achat et de vente (la « convention d'acquisition ») avec ConocoPhillips visant l'acquisition de la participation de 50 % que ConocoPhillips détient dans FCCL et de la majorité des actifs du Deep Basin de ConocoPhillips. L'acquisition devrait se clôturer au deuxième trimestre de 2017, sous réserve des conditions de clôture habituelles et de l'obtention des approbations des organismes de réglementation. Pour plus de détails, se reporter à la section « Acquisition transformationnelle » du présent rapport de gestion. Cenovus prévoit mettre à jour ses prévisions pour 2017, notamment en ce qui concerne les dépenses d'investissement futures, après la clôture de la transaction. Au premier trimestre de 2016, les dépenses d'investissement en excédent des fonds provenant de l'exploitation ajustés ont été financées à même les fonds en caisse.

SECTEURS À PRÉSENTER

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

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

Hydrocarbures classiques, qui comprend la mise en valeur et la production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN classiques en Alberta et en Saskatchewan, y compris les actifs liés au pétrole lourd à Pelican Lake, le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du dioxyde de carbone de Weyburn et les zones d'intérêt de pétrole avare.

Raffinage et commercialisation, qui est responsable du transport et de la vente de pétrole brut et de son raffinage en produits pétroliers et chimiques dans deux raffineries situées aux États-Unis, que Cenovus détient conjointement avec l'exploitant, Phillips 66, société ouverte américaine non apparentée. Qui plus est, Cenovus est propriétaire-exploitant d'un terminal de transport ferroviaire de pétrole brut en Alberta. Ce secteur coordonne les activités de commercialisation et de transport de Cenovus visant à optimiser la gamme de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle.

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

Produits des activités ordinaires par secteur à présenter

(en millions de dollars)

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Sables bitumineux	1 035	470
Hydrocarbures classiques	324	254
Raffinage et commercialisation	2 604	1 588
Activités non sectorielles et éliminations	(98)	(67)
	3 865	2 245

SABLES BITUMINEUX

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



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

- l'augmentation de 32 % de la production de pétrole brut, en raison des volumes de production supplémentaires provenant de la mise en service progressive de la phase G de Foster Creek et de la phase F de Christina Lake, qui ont été mises en service au second semestre de 2016;
- les prix nets opérationnels relatifs au pétrole brut, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques, de 21,52 \$ le baril comparativement à (6,10) \$ le baril en 2016;
- la réduction de 0,55 \$ le baril des charges d'exploitation du pétrole brut, soit une baisse de 6 %;
- une marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement, de 80 M\$, soit une augmentation de 262 M\$.

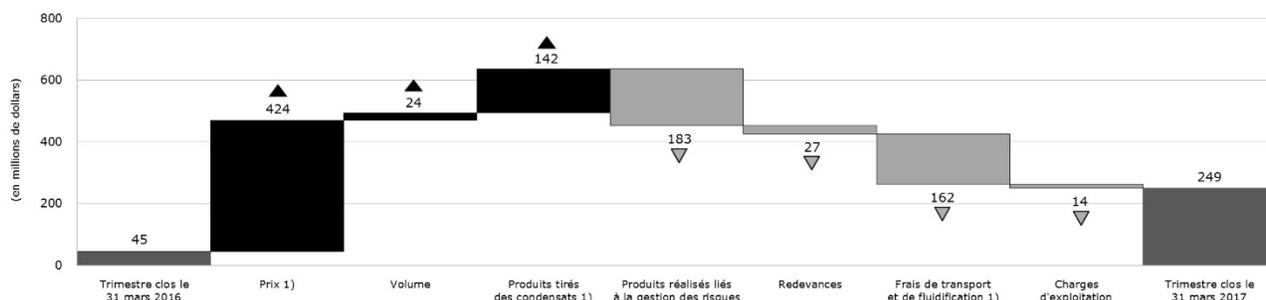
Sables bitumineux – pétrole brut

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Chiffre d'affaires brut	1 055	465
Déduire : redevances	27	-
Produits des activités ordinaires	1 028	465
Charges		
Transport et fluidification	566	404
Activités d'exploitation	136	122
(Profit) perte lié à la gestion des risques	77	(106)
Marge d'exploitation	249	45
Dépenses d'investissement	169	227
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	80	(182)

En 2016, l'excédent des dépenses d'investissement par rapport à la marge d'exploitation tirée du secteur Sables bitumineux était financé par la marge d'exploitation provenant des activités du secteur Hydrocarbures classiques et les fonds en caisse.

Variation de la marge d'exploitation



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

Produits des activités ordinaires

Prix

Au premier trimestre de 2017, le prix de vente moyen du pétrole brut s'est considérablement accru, passant à 38,08 \$ le baril (10,13 \$ le baril en 2016). Cette importante hausse du prix de vente du pétrole brut par la société cadre avec l'augmentation des prix de référence du WCS et du Christina Dilbit Blend (« CDB ») et le rétrécissement de l'écart WCS-condensats, contrebalancés en partie par l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. Le prix de vente du pétrole brut dépend notamment du coût des condensats employés pour la fluidification. Les ratios de fluidification de la société se situent dans une fourchette de 25 % à 33 %. Lorsque le coût des condensats baisse par rapport au prix du pétrole brut dilué, le prix de vente de la société pour le bitume augmente. En raison de la forte demande de condensats à Edmonton, la société achète aussi des condensats sur le marché des États-Unis. Ainsi, le coût moyen des condensats de la société dépasse habituellement le prix de référence d'Edmonton en raison du transport entre les divers marchés et jusqu'aux champs pétroliers. De plus, il peut s'écouler jusqu'à trois mois entre le moment où la société achète les condensats et celui où elle les mélange avec sa production. Le contexte de hausse des prix devrait être dans une certaine mesure favorable au prix de vente du bitume de la société, puisque celle-ci utilise des condensats achetés plus tôt au cours de l'exercice à un prix moins élevé.

L'écart entre le WCS et le CDB s'est contracté de 9 % par rapport au premier trimestre de 2016 pour se chiffrer à un escompte de 1,79 \$ US le baril. Au premier trimestre de 2017, 85 % de la production de Christina Lake a été vendue à titre de CDB (90 % en 2016), le reste étant vendu à même le WCS. La production de Christina Lake, qu'elle soit offerte à titre de CDB ou incorporée au WCS et alors assujettie à une charge de péréquation liée à la qualité, se vend à escompte par rapport au WCS. Les volumes de vente à Christina Lake ont été nettement moins élevés que les volumes de production pour le trimestre clos le 31 mars 2017, principalement par suite du respect de l'obligation en matière de contenu de ligne pour le projet de jumelage du pipeline Athabasca.

Volumes de production

(b/j)	Trimestres clos les 31 mars		2016
	2017	Variation	
Foster Creek	80 866	33 %	60 882
Christina Lake	100 635	31 %	77 093
	181 501	32 %	137 975

La production à Foster Creek s'est accrue au premier trimestre de 2017 en raison surtout des volumes de production supplémentaires tirés de l'expansion de la phase G et de la mise en service de puits additionnels. La production à Christina Lake a été supérieure à celle de 2016 en raison des volumes de production supplémentaires tirés de l'expansion de la phase F et du rendement fiable des installations de la société. La mise en production progressive de la phase G à Foster Creek et de la phase F à Christina Lake se déroule bien et devrait être achevée au second semestre de 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 au premier trimestre de 2017, la proportion du coût des condensats récupéré a augmenté.

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. Au premier trimestre de 2017, le calcul des redevances de la société était fonction des profits nets alors qu'il était fondé sur les produits bruts en 2016.

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

Taux de redevance réel

(en pourcentage)	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Foster Creek	8,5	(4,9)
Christina Lake	2,7	1,2

Les redevances ont augmenté de 27 M\$ par rapport au premier trimestre de 2016. À Foster Creek, la hausse des redevances est attribuable à un accroissement des prix de vente du pétrole brut et du prix de référence du WTI (dont le taux de redevance est tributaire). Au premier trimestre de 2016, le taux de redevance négatif était essentiellement imputable à la faiblesse des prix de vente du pétrole brut et à la mise à jour du calcul des redevances de 2015. Le taux de redevance à Christina Lake a progressé en 2017 par suite de la hausse du prix de référence du WTI (dont le taux de redevance est tributaire) et de l'augmentation des prix de vente.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 162 M\$. L'augmentation des coûts liés à la fluidification est imputable à l'accroissement des prix des condensats et à une hausse des volumes de condensats requis par la production accrue de la société. Les coûts des condensats ont été supérieurs au prix de référence moyen à Edmonton au premier trimestre, essentiellement à cause des frais de transport associés à l'acheminement des condensats vers les projets de sables bitumineux de Cenovus, facteur qui a été compensé en partie par l'utilisation de stocks assortis de prix moindres.

Les frais de transport ont légèrement augmenté, principalement en raison de la hausse des volumes de vente, en partie compensée par un recul des ventes sur le marché américain par suite de la baisse des coûts associés aux tarifs de transport par pipeline. Pour aider à s'assurer que la capacité de transport corresponde à la croissance prévue de sa production, la société a conclu des engagements relatifs à la capacité de transport qui sont supérieurs à sa production actuelle. La croissance de la production devrait réduire les frais de transport par baril de la société.

En outre, les frais de transport ferroviaire ont augmenté, car des volumes supérieurs ont été acheminés par train au premier trimestre de 2017 par suite d'une congestion accrue du transport pipelinier. La société a acheminé en moyenne 5 236 barils par jour de pétrole brut par transport ferroviaire (2 314 barils par jour en 2016).

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation au premier trimestre ont été la main-d'œuvre, le carburant, les reconditionnements et les produits chimiques. Au total, les charges d'exploitation ont augmenté de 14 M\$, en raison surtout de la hausse des prix du gaz naturel qui a fait monter les coûts du carburant, facteur en partie compensé par une diminution des travaux de réparation et de maintenance.

Charges d'exploitation unitaires

(\$/b)	Trimestres clos les 31 mars		2016
	2017	Variation	
Foster Creek			
Carburant	2,93	18 %	2,48
Autres coûts	7,06	(26) %	9,57
Total	9,99	(17) %	12,05
Christina Lake			
Carburant	2,57	31 %	1,96
Autres coûts	5,51	(2) %	5,65
Total	8,08	6 %	7,61
Total	8,97	(6) %	9,52

À Foster Creek, au premier trimestre de 2017, les coûts du carburant ont augmenté par rapport à 2016 en raison de la hausse du prix du gaz naturel, en partie compensée par une diminution de l'utilisation de carburant par baril. Les charges d'exploitation unitaires autres que le carburant ont diminué, surtout en raison de l'accroissement de la production et des facteurs suivants :

- une mise à jour de la charge au titre des émissions de 2016 aux termes de la réglementation intitulée *Specified Gas Emitters Regulation* (la « SGER »);
- la diminution des coûts liés aux réparations et à la maintenance par suite de la priorité accordée aux activités d'exploitation essentielles.

La diminution a été en partie annulée par l'augmentation des travaux de reconditionnement associés au remplacement d'un plus grand nombre de pompes et la hausse des coûts d'entretien des puits.

À Christina Lake, le coût du carburant a augmenté en 2017 par suite de la hausse du prix du gaz naturel, en partie annulée par une diminution de la consommation unitaire de carburant. Les charges d'exploitation unitaires autres que le carburant ont diminué, surtout en raison de l'accroissement de la production et des facteurs suivants :

- la baisse des coûts de reconditionnement associés à une réduction des coûts d'entretien des puits;
- un recul du coût de l'électricité découlant de la capacité de production d'électricité ajoutée au quatrième trimestre de 2016;
- la diminution des coûts liés aux réparations et à la maintenance par suite de la priorité accordée aux activités d'exploitation essentielles.

La diminution des charges a été en partie contrebalancée par une mise à jour de la charge au titre des émissions de 2016 aux termes de la SGER. Les émissions de Christina Lake sont inférieures au seuil établi par la SGER et génèrent des crédits de performance qui sont déduits de la charge de Foster Creek.

Prix nets opérationnels¹⁾

(\$/b)	Foster Creek		Christina Lake	
	2017	Trimestres clos les 31 mars 2016	2017	2016
Prix de vente	40,62	11,82	35,86	8,85
Redevances	2,83	(0,16)	0,86	0,05
Transport et fluidification	7,72	8,70	4,13	5,28
Charges d'exploitation	9,99	12,05	8,08	7,61
Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	20,08	(8,77)	22,79	(4,09)
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(5,73)	9,49	(4,52)	7,43
Prix nets opérationnel, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	14,35	0,72	18,27	3,34

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

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques du premier trimestre de 2017 ont donné lieu à des pertes réalisées de 77 M\$ (profits réalisés de 106 M\$ en 2016), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient supérieurs aux prix contractuels.

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 au premier trimestre de 2017, déduction faite de la consommation interne, s'est chiffrée à 15 Mpi³/j (17 Mpi³/j en 2016). La marge d'exploitation s'est établie à 1 M\$ en 2017, ce qui cadre avec celle du premier trimestre de 2016, car la hausse des prix du gaz naturel a été contrebalancée par la réduction de la production.

Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Foster Creek	70	89
Christina Lake	63	114
	133	203
Narrows Lake	5	4
Telephone Lake	24	7
Grand Rapids	-	5
Autres ¹⁾	10	8
Dépenses d'investissement²⁾	172	227

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

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

Projets existants

Au premier trimestre de 2017, à Foster Creek, les dépenses d'investissement visaient des investissements de maintien liés à la production actuelle et aux puits stratigraphiques. Les dépenses d'investissement ont reculé pour le trimestre par rapport à 2016. Au premier trimestre de 2016, les dépenses d'investissement étaient axées sur l'achèvement de l'expansion de la phase G et les puits stratigraphiques.

En 2017, à Christina Lake, les dépenses d'investissement visaient des investissements de maintien liés à la production actuelle, aux puits stratigraphiques et à l'assemblage du module lié à l'expansion de la phase G. Les dépenses d'investissement ont reculé pour le premier trimestre de 2017 par rapport à 2016. Au premier trimestre de 2016, les dépenses d'investissement étaient axées sur l'achèvement de l'expansion de la phase F et les puits stratigraphiques.

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

Nouveaux projets

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

Travaux de forage

Trimestres clos les 31 mars	Puits de forage stratigraphique bruts		Puits productifs bruts ¹⁾	
	2017	2016	2017	2016
Foster Creek	92	95	-	4
Christina Lake	98	97	-	18
	190	192	-	22
Narrows Lake	2	-	-	-
Telephone Lake	13	-	-	-
Autres	1	5	-	-
	206	197	-	22

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

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

Dépenses d'investissement futures

Le 29 mars 2017, Cenovus a conclu une convention d'achat et de vente avec ConocoPhillips en vue d'acquérir la participation de 50 % que détient ConocoPhillips dans FCCL, ce qui ferait passer la participation de Cenovus à 100 %. La date d'entrée en vigueur de l'acquisition, qui est assujettie aux conditions de clôture d'usage de même qu'aux approbations réglementaires, sera le 1^{er} janvier 2017; l'acquisition devrait être conclue au deuxième trimestre de 2017. Pour plus de détails, se reporter à la section « Acquisition transformationnelle » du présent rapport de gestion. Cenovus prévoit de mettre à jour ses prévisions pour 2017, notamment en ce qui concerne les dépenses d'investissement futures, après la clôture de la transaction. Les renseignements sur les dépenses d'investissement futures figurant ci-dessous ne tiennent pas compte de l'acquisition.

Les dépenses d'investissement dans le secteur Sables bitumineux pour 2017 devraient se situer entre 685 M\$ et 815 M\$. Les lecteurs qui souhaitent obtenir davantage de renseignements à ce sujet sont invités à lire le communiqué du 8 décembre 2016, dans lequel sont exposées les indications pour 2017. 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.

À Foster Creek, les phases A à G sont actuellement en production. La société prévoit que les dépenses d'investissement s'établiront entre 325 M\$ et 375 M\$ en 2017. Elle pense continuer de consacrer à des investissements de maintien visant la production existante et à la poursuite des travaux d'ingénierie et de conception de la phase H. Les dépenses se rapportant aux travaux de construction de la phase H avaient été reportées, en 2015, en raison de la faiblesse des prix des marchandises. À la « journée des investisseurs » qui aura lieu en juin 2017, la société prévoit de faire une mise à jour de ses plans pour la phase H de Foster Creek.

À Christina Lake, les phases A à F sont en production. Les dépenses d'investissement de 2017 devraient se chiffrer entre 300 M\$ et 350 M\$ et être axées sur les investissements de maintien et la reprise de la construction de l'expansion de la phase G, précédemment reportée. Les travaux de construction sur place de la phase G, dont la capacité nominale initiale sera de 50 000 barils bruts par jour, sont commencés et devraient continuer de progresser au premier semestre de 2017. La société a reçu l'aval des organismes de réglementation, en décembre 2015, visant l'expansion de la phase H, qui représente 50 000 barils bruts par jour.

Pour 2017, il est prévu que les dépenses d'investissement à Narrows Lake et aux nouvelles zones de ressources se situent entre 60 M\$ et 90 M\$ et portent sur un programme de forage de puits stratigraphiques à Telephone Lake et à Narrows Lake ainsi que sur les travaux techniques et la préservation de l'équipement par suite de l'interruption de la construction à Narrows Lake. À la « journée des investisseurs » qui aura lieu en juin 2017, la société prévoit de faire une mise à jour de ses plans pour la phase A de Narrows Lake.

Amortissement et épuisement et coûts de prospection

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

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Au 31 décembre 2016
Immobilisations corporelles en amont	11 878
Dépenses d'investissement de croissance futures estimatives	18 378
Total du coût de base estimatif des immobilisations corporelles en amont	30 256
Total des réserves prouvées (Mbep)	2 667
Taux d'épuisement implicite (\$/bep)	11,34

Ce tableau illustre le calcul du taux d'épuisement implicite; cependant, le taux d'épuisement moyen réel de la société se situe entre 10,80 \$ et 11,90 \$ le bep. Les actifs en construction et les actifs détenus en vue de la vente, qui, aux fins de ce calcul implicite, sont inclus dans le total du coût de base estimatif des immobilisations corporelles en amont et auxquels sont attribuées des réserves prouvées, ne sont pas soumis en réalité à l'épuisement. De plus, le calcul du taux propre à chaque bien exclut les immobilisations en amont qui sont amorties selon le mode linéaire. Voilà pourquoi la charge d'épuisement réelle de la société diffère de celle obtenue par l'application du taux d'épuisement implicite indiqué ci-dessus. D'autres renseignements sur la méthode comptable adoptée à l'égard de l'amortissement et de l'épuisement figurent dans les notes annexes aux états financiers consolidés de Cenovus au 31 décembre 2016.

Au premier trimestre de 2017, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux a augmenté de 22 M\$ en raison de la hausse des volumes de vente, annulée en partie par la diminution des taux d'amortissement. Le taux d'épuisement moyen s'est établi à environ 10,70 \$ le baril en regard de 11,55 \$ le baril au premier trimestre de 2016, ayant diminué en raison principalement des ajouts aux réserves prouvées et de la baisse des coûts de mise en valeur futurs. Les coûts de mise en valeur future, qui composent environ 65 % du montant épuisable, ont baissé grâce aux économies de coûts réalisées à Foster Creek et à Christina Lake par suite d'une réduction des coûts par puits et de l'accroissement de l'espacement entre les paires de puits. Cette baisse a été en partie annulée par une augmentation des coûts liés à l'expansion de la zone mise en valeur et à l'inclusion des coûts de la phase G de Christina Lake.

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

Actifs et passifs détenus en vue de la vente

En parallèle avec l'annonce de l'acquisition de la participation de 50 % que ConocoPhillips détient dans FCCL et de la majorité des actifs du Deep Basin de ConocoPhillips, la société a entrepris la mise en vente de certains biens non essentiels, notamment ses actifs de pétrole lourd à Pelican Lake, y compris le projet adjacent Grand Rapids dans la grande région de Pelican Lake, et ses actifs de pétrole brut et de gaz naturel de Suffield. Par conséquent, dans le secteur Sables bitumineux, le projet Grand Rapids a été reclassé dans les actifs détenus en vue de la vente au 31 mars 2017. Ces actifs ont été comptabilisés au plus faible de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée des coûts de vente. Leur juste valeur estimative est supérieure à leur valeur comptable. Pour plus de détails sur le reclassement des actifs de Pelican Lake et de Suffield, voir la section « Actifs et passifs détenus en vue de la vente » sous « Hydrocarbures classiques » dans le présent rapport de gestion.

HYDROCARBURES CLASSIQUES

Le secteur Hydrocarbures classiques comprend des actifs de pétrole brut et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan qui dégagent des flux de trésorerie fiables, à savoir le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du CO₂ de Weyburn, les actifs de pétrole lourd de Pelican Lake dont la production repose sur l'injection de polymères et d'eau et les nouveaux actifs de pétrole avare en Alberta. Les actifs établis de ce secteur revêtent une importance stratégique de par leurs réserves de longue durée, leur exploitation stable et la diversité des produits de pétrole brut qui en sont tirés. Les flux de trésorerie dégagés des activités du secteur Hydrocarbures classiques contribuent à financer les occasions de croissance futures, alors que la production de gaz naturel de la société sert de couverture économique aux achats de gaz naturel utilisé comme carburant par les activités de sables bitumineux et celles de raffinage de la société.

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

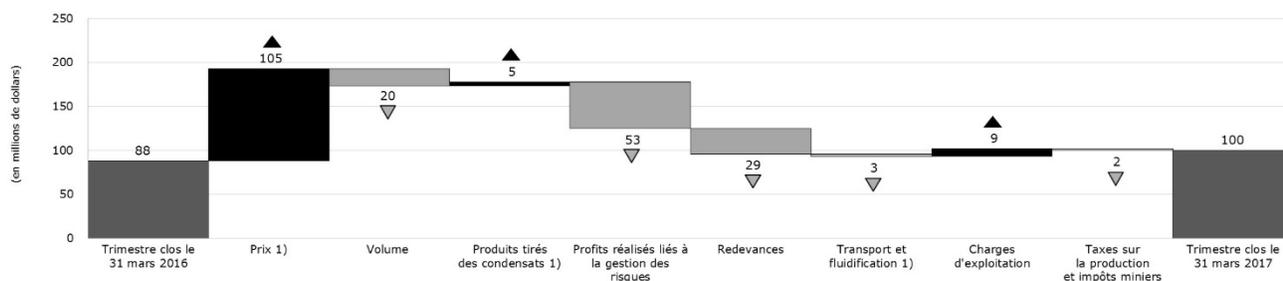
- l'augmentation de 75 % du prix de vente moyen du pétrole brut, qui s'est établi à 52,13 \$ le baril;
- les prix nets opérationnels relatifs au pétrole brut et au gaz naturel, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques, de 23,96 \$ le baril (7,73 \$ le baril en 2016) et de 1,40 \$ le kpi³ (0,92 \$ le kpi³ en 2016), respectivement;
- une production moyenne de pétrole brut de 53 413 barils par jour, soit une diminution de 10 % imputable principalement aux baisses normales de rendement prévues;
- une marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement, de 57 M\$, soit une baisse de 31 % imputable au fait que les dépenses d'investissement ont plus que doublé surtout par suite de la mise en service progressive du programme de forage de pétrole avare dans le sud de l'Alberta. En 2016, les dépenses d'investissement consacrées au pétrole brut avaient été limitées en raison de la faiblesse des prix des marchandises.

Hydrocarbures classiques – pétrole brut

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Chiffre d'affaires brut	279	189
Déduire : redevances	46	17
Produits des activités ordinaires	233	172
Charges		
Transport et fluidification	47	44
Activités d'exploitation	69	78
Taxe sur la production et impôts miniers	4	2
(Profit) perte lié à la gestion des risques	13	(40)
Marge d'exploitation	100	88
Dépenses d'investissement	85	37
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	15	51

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. La variation du prix du pétrole brut exclut l'incidence des condensats achetés.

Produits des activités ordinaires

Prix

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

Le prix de vente réalisé sur le pétrole brut par la société s'est chiffré en moyenne à 52,13 \$ le baril au premier trimestre de 2017, soit une hausse de 75 % par rapport à 2016, en raison de la hausse des prix de référence du pétrole brut, déduction faite des écarts applicables, et du rétrécissement de l'écart WCS-condensats. Cette hausse a été en partie contrebalancée par l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. Lorsque le coût des condensats baisse par rapport au prix du pétrole brut dilué, le prix réalisé par la société pour le pétrole lourd monte. En raison de la forte demande de condensats à Edmonton, la société achète aussi des condensats sur le marché des États-Unis. Ainsi, le coût moyen des condensats de la société dépasse habituellement le prix de référence d'Edmonton en raison du transport entre les divers marchés et jusqu'aux champs pétroliers. De plus, il peut s'écouler jusqu'à trois mois entre le moment où la société achète les condensats et celui où elle les mélange avec sa production. Le contexte de hausse des prix sera sans doute dans une certaine mesure favorable au prix de vente du pétrole lourd de la société, puisque celle-ci utilise des condensats achetés plus tôt au cours de l'exercice à un prix moins élevé.

Volumes de production

(b/j)	Trimestres clos les 31 mars		2016
	2017	Variation	
Pétrole lourd	27 277	(13) %	31 247
Pétrole léger et moyen	25 089	(7) %	27 121
LGN	1 047	(13) %	1 208
	53 413	(10) %	59 576

La production a diminué surtout sous l'effet des baisses normales de rendement prévues.

Condensats

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

Redevances

Les redevances sur le pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques ont augmenté par suite de la hausse des prix de vente et de la baisse des coûts pour le bien de Weyburn de la société, facteurs en partie annulés par une réduction des volumes de vente. Au premier trimestre de 2017, le taux de redevance réel relatif à l'ensemble des biens de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques s'est établi à 20,2 % (12,6 % en 2016).

À Pelican Lake, les redevances à la Couronne sont établies selon le calcul des redevances pour les projets de sables bitumineux. Pelican Lake est un projet qui a atteint le stade de récupération des coûts, donc les redevances sont établies d'après un calcul du taux annualisé fondé sur le plus élevé 1) des produits bruts multipliés par le taux de redevance applicable (entre 1 % et 9 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI) et 2) des profits nets du projet multipliés par le taux de redevance applicable (entre 25 % et 40 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI). Les produits bruts dépendent des volumes de vente et des prix de vente. Les profits nets sont tributaires des volumes de vente, des prix de vente et des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement autorisées. Aux premiers trimestres de 2017 et de 2016, le calcul des redevances pour Pelican Lake était fonction des profits nets.

Au premier trimestre de 2017, la taxe sur la production et les impôts miniers ont légèrement augmenté par suite de la hausse des prix du pétrole brut.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont quelque peu augmenté au premier trimestre de 2017. Les frais de fluidification ont monté en raison de la hausse des prix des condensats, contrebalancée en partie par une diminution des volumes de condensats qui cadre avec la réduction de la production. Au premier trimestre de 2016, par suite du recul des prix du pétrole brut, la société avait comptabilisé une réduction de valeur de 3 M\$ de ses stocks de pétrole brut fluidifié pour les ramener à leur valeur nette de réalisation. Aucune réduction de valeur des stocks n'a été constatée en 2017. Les frais de transport ont diminué surtout en raison de la baisse des volumes de vente.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de la société au premier trimestre de 2017 ont été la main-d'œuvre, les reconditionnements, l'électricité et les taxes foncières et les coûts de location.

Les charges d'exploitation ont diminué de 0,31 \$ le baril, principalement à cause des facteurs suivants :

- la baisse des coûts des produits chimiques par suite de l'optimisation des procédés;
- la réduction des coûts de réparation et de maintenance et des coûts de reconditionnement grâce à l'accent mis sur les activités critiques;
- la réduction des coûts d'électricité en raison d'une diminution de la consommation, légèrement contrebalancée par une hausse des prix de l'électricité;
- une baisse des coûts de traitement des déchets liquides et des frais de transport par camion par suite de l'optimisation de l'utilisation des pipelines;
- une réduction des coûts de main-d'œuvre.

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

Prix nets opérationnels¹⁾

(\$/b)	Pétrole lourd		Pétrole léger et moyen	
	Trimestres clos les 31 mars			
	2017	2016	2017	2016
Prix de vente	47,77	25,99	56,84	34,36
Redevances	7,03	1,40	12,75	5,18
Transport et fluidification	3,40	4,77	2,70	2,73
Charges d'exploitation	12,86	13,98	16,77	16,34
Taxe sur la production et impôts miniers	0,02	-	1,95	0,82
Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	24,46	5,84	22,67	9,29
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(3,09)	7,98	(2,51)	7,90
Prix net opérationnel, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	21,37	13,82	20,16	17,19

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

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques du premier trimestre ont donné lieu à des pertes réalisées de 13 M\$ (profits réalisés de 40 M\$ en 2016), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient supérieurs aux prix contractuels.

Hydrocarbures classiques – gaz naturel

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Chiffre d'affaires brut	94	82
Déduire : redevances	4	3
Produits des activités ordinaires	90	79
Charges		
Transport et fluidification	4	3
Activités d'exploitation	41	42
Taxe sur la production et impôts miniers	1	-
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	1
Marge d'exploitation	44	33
Dépenses d'investissement	3	2
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	41	31

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

Produits des activités ordinaires

Prix

Au premier trimestre de 2017, le prix de vente moyen obtenu par la société pour le gaz naturel a augmenté de 30 % pour s'établir à 3,00 \$ le kpi³, ce qui cadre avec la hausse du prix de référence AECO.

Production

La production s'est inclinée de 11 % pour se chiffrer à 348 Mpi³ par jour, en raison des baisses normales de rendement prévues.

Redevances

Les redevances ont augmenté en raison de la hausse des prix, en partie annulée par les baisses de production. Le taux de redevance moyen au premier trimestre s'est chiffré à 4,9 % (4,5 % en 2016).

Charges

Activités d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de la société ont été les taxes foncières et les frais de location, la main-d'œuvre et les travaux de réparation et d'entretien. Au premier trimestre, les charges d'exploitation ont légèrement diminué en raison principalement d'une baisse des coûts de l'électricité.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques n'ont eu aucune incidence au premier trimestre de 2017 (pertes réalisées de 1 M\$ en 2016).

Hydrocarbures classiques – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Pétrole lourd	8	10
Pétrole léger et moyen	77	27
Gaz naturel	3	2
Dépenses d'investissement¹⁾	88	39

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

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

Travaux de forage

(puits nets, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Pétrole brut	20	1
Remises en production	-	65
Puits de forage stratigraphique bruts	26	4

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

Dépenses d'investissement futures

Comme la société s'attend à ce que le prix du pétrole brut demeure volatil en 2017, elle préconise une approche modérée à l'égard de la mise en valeur des possibilités que lui offrent les projets liés au pétrole brut de son secteur Hydrocarbures classiques. Elle entend donner la priorité aux forages considérés comme relativement peu risqués, associés à des cycles de production courts et à de solides rendements prévisionnels.

Les dépenses d'investissement que la société prévoit consacrer à l'égard du pétrole brut en 2017 se situent dans une fourchette de 275 M\$ à 325 M\$; elles visent principalement les investissements de maintien et les possibilités de forage liées au pétrole avare dans le sud de l'Alberta. Les lecteurs qui souhaitent obtenir davantage de renseignements à ce sujet sont invités à lire le communiqué du 8 décembre 2016, dans lequel sont exposées les indications pour 2017. 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 et coûts de prospection

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

Au premier trimestre de 2017, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques a diminué de 201 M\$ surtout en raison de la perte de valeur de 170 M\$ associée à l'UGT Nord de l'Alberta qui a été comptabilisée au premier trimestre de 2016. Aucune perte de valeur ni reprise n'a été comptabilisée en 2017. En outre, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement a baissé sous l'effet de la diminution des volumes de vente et de la réduction des taux d'amortissement et d'épuisement. Le taux d'épuisement moyen a reculé d'environ 7 % en 2017, par rapport au premier trimestre de 2016, surtout en raison du recul des coûts de mise en valeur futurs et de la baisse des immobilisations corporelles par suite du ralentissement des plans de mise en valeur de la société, facteurs contrebalancés en partie par une diminution des réserves prouvées. Les coûts de mise en valeur futurs, qui correspondent à environ 40 % du montant épuisable, ont diminué par rapport à 2016 du fait que les dépenses d'investissement prévues à court terme pour Pelican Lake sont minimales.

En 2017, les coûts de prospection se sont chiffrés à 3 M\$. Aucun coût de prospection n'avait été inscrit en 2016.

Actifs et passifs détenus en vue de la vente

En parallèle avec l'annonce de l'acquisition de la participation de 50 % que ConocoPhillips détient dans FCCL et de la majorité des actifs du Deep Basin de ConocoPhillips, la société a entrepris la mise en vente de certains biens non essentiels, notamment ses actifs de pétrole lourd à Pelican Lake, y compris le projet adjacent Grand Rapids dans la grande région de Pelican Lake, et ses actifs de pétrole brut et de gaz naturel de Suffield. Par conséquent, dans le secteur Hydrocarbures classiques, les actifs de Pelican Lake et de Suffield ont été reclassés dans les actifs détenus en vue de la vente au 31 mars 2017. Ces actifs ont été comptabilisés au plus faible de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée des coûts de vente. Leur juste valeur estimative est supérieure à leur valeur comptable.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Cenovus est partenaire à 50 % des raffineries de Wood River et de Borger, qui sont situées aux États-Unis. Le secteur Raffinage et commercialisation aide la société à réaliser la pleine valeur de la production de pétrole brut en transformant ce dernier en produits raffinés comme le diesel, l'essence et le carburéacteur. L'approche intégrée de Cenovus procure à celle-ci une couverture économique naturelle contre tout élargissement des écarts de prix sur le brut en assurant aux raffineries une charge d'alimentation à faible coût. Ce secteur englobe les activités de commercialisation et de transport de Cenovus ainsi que son terminal de transport ferroviaire de pétrole brut, situé à Bruderheim, en Alberta. Au premier trimestre de 2017, la société a chargé en moyenne 11 890 barils bruts par jour (6 713 barils bruts par jour en 2016).

Exploitation des raffineries¹⁾

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Capacité liée au pétrole brut (kb/j)	460	460
Production de pétrole brut (kb/j)	406	435
Pétrole brut lourd	200	241
Pétrole léger ou moyen	206	194
Produits raffinés (kb/j)	433	460
Essence	227	229
Distillats	131	142
Autres	75	89
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	88	95

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

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

La baisse de production de pétrole brut et de produits raffinés du premier trimestre de 2017 reflète la plus grande étendue des activités de révision et de maintenance prévues aux deux raffineries. Au premier trimestre de 2016, des travaux de maintenance prévus et non prévus avaient été effectués aux deux raffineries. En 2017, des volumes de brut lourd moindres ont été traités par suite principalement des révisions prévues et de l'optimisation de la gamme de pétrole brut composant la charge d'alimentation.

Raffinage et commercialisation – résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Produits des activités ordinaires	2 604	1 588
Produits achetés	2 330	1 428
Marge brute	274	160
Charges		
Charges d'exploitation	219	203
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	2	(20)
Marge d'exploitation	53	(23)
Dépenses d'investissement	46	52
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	7	(75)

Marge brute

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

Au premier trimestre de 2017, la marge brute du secteur Raffinage et commercialisation s'est élargie principalement en raison de l'augmentation des marges de craquage moyennes sur le marché associée à la baisse des stocks mondiaux de produits raffinés et à l'élargissement de l'écart Brent-WTI. L'élargissement de la marge brute a été en partie annulé par le recul des taux d'utilisation du pétrole brut, une diminution des marges sur la vente de produits secondaires comme le coke, le bitume et le soufre imputable à l'augmentation des coûts d'alimentation des raffineries et l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, qui a eu une incidence négative d'environ 10 M\$ sur la marge brute. En outre, la société a comptabilisé une réduction de valeur de 10 M\$ des stocks de produits raffinés (3 M\$ en 2016).

Au premier trimestre de 2017, le coût associé aux numéros d'identification renouvelables (« NIR ») s'est chiffré à 61 M\$ (62 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 au premier trimestre de 2017 ont été la maintenance, la main-d'œuvre, les services publics et les fournitures. Les charges d'exploitation présentées ont augmenté par rapport à 2016 en raison principalement de l'accroissement des travaux de maintenance associés aux activités de maintenance et de révision prévues et de la hausse du coût des services publics découlant de l'augmentation des prix du gaz naturel, facteurs en partie annulés par l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Raffinerie de Wood River	34	36
Raffinerie de Borger	12	14
Commercialisation	-	2
	46	52

Les dépenses d'investissement du premier trimestre de 2017 ont été axées sur la maintenance des immobilisations et les travaux visant à assurer la fiabilité des installations. Elles ont diminué de 6 M\$ en 2017. Au premier trimestre de 2016, les travaux du projet de décongestion s'étaient poursuivis à la raffinerie de Wood River, et le projet a été mené à bien au troisième trimestre de 2016.

La société prévoit investir entre 210 M\$ et 240 M\$ en 2017, somme qui sera affectée principalement aux investissements de maintien et aux travaux d'amélioration de la fiabilité. Les lecteurs qui souhaitent obtenir davantage de renseignements à ce sujet sont invités à lire le communiqué du 8 décembre 2016, dans lequel sont exposées les indications pour 2017. 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 épusement

Les actifs de raffinage et du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut sont amortis selon le mode linéaire sur la durée estimative d'utilité de chaque composante des installations, qui varie de 3 à 40 ans. La durée d'utilité de ces actifs fait l'objet d'un examen annuel. La dotation à l'amortissement et à l'épusement du secteur Raffinage et commercialisation a légèrement diminué en 2017, essentiellement à cause de la variation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend les éliminations intersectorielles ayant trait à des opérations inscrites aux prix de cession interne en fonction des prix courants du marché, outre le résultat intersectoriel non réalisé sur les stocks. Les profits et les pertes liés à la gestion des risques représentent les profits ou pertes latents, évalués à la valeur de marché, au titre d'instruments financiers dérivés servant à atténuer le risque de fluctuations des prix des marchandises, des coûts de l'électricité, des taux d'intérêt et des taux de change, ainsi que les profits réalisés liés à la gestion des risques sur les swaps de taux d'intérêt et les contrats de change. Au premier trimestre de 2017, les activités au titre de la gestion des risques ont donné lieu à des profits latents de 279 M\$ (pertes latentes de 149 M\$ en 2016), dont des profits latents de 24 M\$ se rapportant aux contrats de change conclus par la société en prévision de l'acquisition. 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.

Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend en outre les coûts à l'échelle de Cenovus au titre des frais généraux et frais d'administration, des frais de financement et des frais de recherche.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Frais généraux et frais d'administration	43	60
Charges financières	120	124
Produits d'intérêts	(17)	(11)
(Profit) perte de change, montant net	(76)	(403)
Coûts de transaction	29	-
Frais de recherche	4	18
(Profit) perte à la sortie d'actifs	1	-
	104	(212)

Charges

Frais généraux et frais d'administration

En 2017, les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été la main-d'œuvre et la location de bureaux. Si les frais généraux et frais d'administration ont baissé de 17 M\$, c'est principalement grâce à une diminution des primes d'intéressement à long terme, qui s'explique par le recul du cours de l'action de Cenovus. En outre, la société a comptabilisé une charge hors trésorerie de 8 M\$ au premier trimestre de 2017 (14 M\$ en 2016) relativement à certains locaux à bureaux à Calgary en excédent des besoins actuels et à court terme de Cenovus.

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 décliné de 4 M\$ en regard de celles de la période correspondante de 2016 du fait de l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain qui fait baisser les intérêts sur la dette libellée en dollars américains.

Au premier trimestre, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus était de 5,3 % (5,3 % en 2016).

Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
(Profit) perte de change latent	(72)	(409)
(Profit) perte de change réalisé	(4)	6
	(76)	(403)

La majorité des profits de change latents découle de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Le dollar canadien a gagné 1 % par rapport au dollar américain entre le 31 décembre 2016 et le 31 mars 2017, de sorte que la société a comptabilisé des profits latents.

Coûts de transaction

Au premier trimestre de 2017, la société a comptabilisé des coûts de transaction de 29 M\$ liés à l'acquisition. Pour plus de détails sur l'acquisition, se reporter à la section « Acquisition transformationnelle » du présent rapport de gestion.

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 18 M\$ au premier trimestre de 2017 (17 M\$ en 2016).

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Charge d'impôt exigible		
Canada	(21)	(27)
États-Unis	(1)	-
Total de la charge (du produit) d'impôt exigible	(22)	(27)
Charge (produit) d'impôt différé	71	(190)
	49	(217)

Le tableau qui suit présente un 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)	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Résultat avant impôt sur le résultat	260	(335)
Taux prévu par la loi au Canada	27,0 %	27,0 %
Charge (produit) d'impôt sur le résultat attendu	70	(90)
Incidence des éléments suivants sur l'impôt :		
Écarts avec les taux réglementaires à l'étranger	(15)	(27)
Rémunération à base d'actions non déductible	2	2
(Gains) pertes en capital non imposables	(7)	(56)
(Gains) pertes en capital non comptabilisés découlant d'écarts de change latents	(7)	(56)
Autres	6	10
Total de la charge (du produit) d'impôt	49	(217)
Taux d'imposition effectif	18,8 %	64,8 %

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

Au premier trimestre de 2017, la société a comptabilisé un produit d'impôt exigible par suite de la constatation de pertes de périodes antérieures. Une charge d'impôt différé a été inscrite pour le trimestre comparativement à un produit d'impôt différé en 2016, en raison de la diminution des pertes d'exploitation et de la constatation de profits latents liés à la gestion des risques, alors qu'à la période correspondante de l'exercice précédent, des pertes avaient été comptabilisées à ce titre.

Le taux d'imposition effectif de Cenovus est fonction de la relation entre le total de la charge (économie) d'impôt et le résultat avant impôt. Le taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi parce qu'il tient compte des taux plus élevés aux États-Unis, des écarts de change latents non imposables, des ajustements au titre des modifications des taux d'imposition et autres dispositions des lois fiscales, des ajustements de la base fiscale des actifs de raffinage, de la variation des réserves estimatives et des écarts entre la charge d'impôt et les montants réels déclarés ultérieurement aux autorités fiscales et d'autres différences permanentes.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :		
Activités d'exploitation	328	182
Activités d'investissement	(459)	(369)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	(131)	(187)
Activités de financement	(52)	(41)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	11	6
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(172)	(222)
	31 mars	31 décembre
	2017	2016
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 548	3 720
Facilités de crédit engagées et n'ayant fait l'objet d'aucun prélèvement	4 000	4 000

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont augmenté au premier trimestre de 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 et des actifs et des passifs détenus en vue de la vente, le fonds de roulement s'élevait à 4 352 M\$ au 31 mars 2017, contre 4 423 M\$ au 31 décembre 2016.

La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement liée aux activités d'exploitation pour le trimestre clos le 31 mars 2017 découle principalement d'une baisse des comptes débiteurs, annulée en partie par une diminution des comptes créditeurs. Les comptes débiteurs ont diminué par suite de la baisse des volumes de vente de pétrole brut en mars 2017 par rapport à décembre 2016. Les comptes créditeurs ont baissé surtout en raison du remboursement d'un billet à payer à un partenaire au premier trimestre de 2017. En outre, les stocks en amont ont augmenté principalement par suite du respect de l'obligation en matière de contenu de ligne pour le projet de jumelage du pipeline Athabasca.

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

Au premier trimestre de 2017, la variation des sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement s'explique principalement par un acompte de 173 M\$ (129,5 M\$ US) se rapportant à l'acquisition. L'acompte sera déduit du prix d'achat à la date de clôture. Pour plus de détails, se reporter à la section « Acquisition transformationnelle » du présent rapport de gestion.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Au premier trimestre de 2017, la société a versé un dividende de 0,05 \$ par action, ou 41 M\$ (0,05 \$ par action, ou 41 M\$, en 2016). La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres. Les sorties de trésorerie liées aux activités de financement comprenaient aussi des coûts de transaction de 10 M\$ liés à l'acquisition. Pour plus de détails, se reporter à la section « Acquisition transformationnelle » du présent rapport de gestion.

La dette à long terme de la société se chiffrait à 6 277 M\$ au 31 mars 2017 (6 332 M\$ au 31 décembre 2016). Aucun remboursement en capital n'est exigible avant octobre 2019 (1,3 G\$ US). Au 31 mars 2017, l'encours de la dette à long terme libellée en dollars américains n'avait pas changé depuis août 2012. La diminution de 55 M\$ de la dette à long terme est attribuable principalement à l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

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

Sources de liquidités disponibles

La société prévoit que les flux de trésorerie tirés de ses activités liées au pétrole brut, au gaz naturel et au raffinage suffiront à financer une part de ses besoins en trésorerie. 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.

Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 31 mars 2017 :

(en millions de dollars)	Montant	Échéance
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 548	Sans objet
Facilité de crédit engagée – tranche B	1 000	avril 2019
Facilité de crédit engagée – tranche A	3 000	novembre 2019
Prospectus préalable de base ¹⁾	5 000 \$ US	mars 2018

1) Disponibilité assujettie aux conditions du marché. Pour plus de détails sur l'acquisition, voir les paragraphes qui suivent ainsi que la section « Acquisition transformationnelle » du présent rapport de gestion.

Facilité de crédit engagée

Au 31 mars 2017, aucun prélèvement n'avait été fait sur la facilité de crédit engagée existante. Pour plus de détails sur le prélèvement envisagé à la clôture de l'acquisition, se reporter à la section « Acquisition transformationnelle » du présent rapport de gestion.

Aux termes de la facilité de crédit engagée existante, Cenovus est tenue de maintenir un ratio dette/capitaux permanents (au sens où l'entend la convention) maximum de 65 %. La société maintient ce ratio bien en deçà de ce plafond.

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

Prospectus préalable de base

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

Au 31 mars 2017, aucune émission n'avait été effectuée aux termes du prospectus. Dans le cadre de l'acquisition, Cenovus a conclu, le 6 avril 2017, une convention de placement d'actions ordinaires par prise ferme aux termes du prospectus préalable de base visant 187,5 millions d'actions ordinaires, pour un produit brut de 3,0 G\$. Au 6 avril 2017, la société disposait de 2,8 G\$ US aux termes du prospectus préalable de base. Pour plus de détails, se reporter à la section « Acquisition transformationnelle » du présent rapport de gestion.

Sources de liquidités futures

Le 29 mars 2017, Cenovus a conclu une convention d'achat et de vente avec ConocoPhillips. Pour financer une partie du prix d'achat en trésorerie, Cenovus a conclu une convention de placement d'actions ordinaires par prise ferme et un placement de billets aux États-Unis au début d'avril 2017. Les fonds provenant du placement de billets ont été entières en attente de la clôture de l'acquisition. De plus, à la clôture de l'acquisition, la société prévoit d'effectuer un prélèvement sur sa facilité de crédit engagée existante, de contracter un emprunt aux termes d'une facilité de crédit-relais engagée et de recourir aux fonds en caisse pour financer le reste du prix d'achat. Pour plus de détails, se reporter à la section « Acquisition transformationnelle » du présent rapport de gestion.

Cenovus demeure déterminée à conserver les cotes de crédit de première qualité que lui ont accordées S&P Global Ratings et DBRS Limited, ainsi que celle obtenue récemment de Fitch Ratings.

Ratios financiers

Cenovus surveille sa structure du capital et ses besoins en financement en utilisant, entre autres, des ratios financiers hors PCGR comme le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/BAIIA ajusté. Les mesures hors PCGR qu'emploie la société se définissent comme suit : la dette s'entend des emprunts à court terme ainsi que des parties courante et non courante de la dette à long terme; les capitaux permanents correspondent à la dette plus les capitaux propres; le BAIIA ajusté correspond au bénéfice avant les charges financières, les produits d'intérêts, la charge d'impôt sur le résultat, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement, les pertes de valeur 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 ou la perte à la sortie d'actifs et les autres profits ou pertes nets, calculé sur une base de 12 mois. Ces ratios sont utilisés pour gérer la dette globale de Cenovus et servent de mesures de la santé financière générale de la société.

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

	31 mars 2017	31 décembre 2016
Ratio dette nette/capitaux permanents ^{1), 2)}	19 %	18 %
Ratio dette/capitaux permanents	35 %	35 %
Ratio dette nette/BAIIA ajusté ¹⁾	1,6 x	1,9 x
Ratio dette/BAIIA ajusté	3,7 x	4,5 x

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

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

Le ratio dette/capitaux permanents est demeuré constant, car le solde moindre de la dette, qui découle de l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, a été contrebalancé par la hausse du résultat net se rapportant principalement à l'accroissement des prix des marchandises. Quant à la diminution du ratio de la dette sur le BAIIA ajusté, elle découle de la hausse du BAIIA ajusté causée principalement par l'accroissement des prix des marchandises et a été annulée en partie par la diminution du solde de la dette à long terme.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les ratios financiers et la structure du capital de la société, voir les notes annexes aux états financiers consolidés au 31 décembre 2016 et aux états financiers consolidés intermédiaires au 31 mars 2017.

Capital social et régimes de rémunération à base d'actions

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

Se reporter à la note 18 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour en savoir plus à ce sujet.

31 mars 2017	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
Actions ordinaires	833 290	s. o.
Options sur actions	42 569	37 176
<u>Autres régimes de rémunération fondée sur des actions¹⁾</u>	10 280	1 707

1) Comprennent les régimes d'UAR, d'UANR et d'UAD.

Obligations contractuelles et engagements

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

Au premier trimestre de 2017, le total des engagements s'élevait à 26,7 G\$, dont une tranche de 23,2 G\$ se rapportait à divers engagements liés au transport. En 2017, les engagements liés au transport ont diminué de 3,1 G\$ par rapport au 31 décembre 2016 principalement par suite du retrait de la société de certaines initiatives en matière de transport. Certains des engagements liés au transport, à hauteur de 16 G\$, sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou ont été approuvés mais ne sont pas encore en vigueur (19 G\$ en 2016). Ces contrats sont d'une durée pouvant aller jusqu'à 20 ans après la date de leur entrée en vigueur; ils devraient contribuer à faire correspondre les besoins futurs de la société en matière de transport avec la croissance prévue de sa production.

Au 31 mars 2017, des lettres de crédit en cours totalisant 254 M\$ étaient émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats (258 M\$ au 31 décembre 2016).

Dans le cours normal de ses activités, Cenovus loue également des locaux à bureaux pour son personnel de soutien des établissements périphériques et du siège social.

Actions en justice

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

GESTION DES RISQUES

Pour bien comprendre les risques auxquels est exposée Cenovus, il faut lire la présente analyse en parallèle avec la section du rapport de gestion annuel de 2016 portant sur la gestion des risques. Pour obtenir une description des facteurs de risque et des incertitudes pouvant toucher Cenovus, se reporter à la rubrique « Mise en garde », et pour consulter une analyse exhaustive des facteurs de risque significatifs pouvant toucher Cenovus, se reporter à la notice annuelle de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Dans la poursuite de ses objectifs stratégiques, Cenovus est exposée à divers risques. Certains de ces risques visent le secteur pétrolier et gazier dans son ensemble tandis que d'autres sont propres aux activités de la société. La gestion active de ces risques permet à la société de mettre en œuvre sa stratégie d'affaires de manière plus efficace. La société demeure exposée aux risques énumérés dans le rapport de gestion annuel de 2016.

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

Risque lié aux prix des marchandises

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

La société atténue son exposition au risque lié aux prix des marchandises au moyen de l'intégration de ses activités, du recours à des instruments financiers, de contrats à livrer et d'engagements en matière d'accès au marché. Les instruments financiers conclus relativement aux activités de raffinage par l'exploitant des raffineries de la société, Phillips 66, visent principalement l'achat de produits. Les notes 20 et 21 annexes aux états financiers consolidés intermédiaires présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels a recours la société, comme leur classement, les hypothèses formulées lors de l'établissement de leur juste valeur et une analyse plus approfondie des risques qu'ils comportent et de la gestion de ces risques.

Risques liés aux instruments financiers dérivés

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

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

Incidence financière des activités de gestion des risques

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars			2016		
	2017					
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	90	(251)	(161)	(164)	118	(46)
Raffinage	2	-	2	(4)	3	(1)
Électricité	-	-	-	3	(14)	(11)
Taux d'intérêt	-	(4)	(4)	-	42	42
Change	-	(24)	(24)	-	-	-
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	92	(279)	(187)	(165)	149	(16)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(24)	75	51	43	(41)	2
(Profits) pertes liés à la gestion des risques, après impôt	68	(204)	(136)	(122)	108	(14)

Au premier trimestre de 2017, la société a comptabilisé des pertes réalisées à l'égard des activités de gestion des risques liés au pétrole brut, car les prix contractuels convenus étaient inférieurs aux prix de référence moyens. La société a par ailleurs comptabilisé des profits latents sur ses instruments financiers liés au pétrole brut en raison principalement de la réalisation des positions nettes et des variations des prix du marché.

Taux de change

Les produits des activités ordinaires de la société sont assujettis au risque de change étant donné que les prix de vente de son pétrole brut, de son gaz naturel et de ses produits raffinés sont établis en fonction de prix de référence aux États-Unis. L'affaiblissement du dollar canadien en regard du dollar américain a un effet positif sur les résultats que présente la société. De même, à mesure que le dollar canadien se raffermirait, les résultats qu'elle présente baisseraient. Les produits des activités ordinaires de la société sont libellés en dollars américains et, de plus, la société a choisi de contracter sa dette à long terme dans cette devise. En période d'affaiblissement du dollar canadien, la dette libellée en dollars américains de la société donne lieu à des pertes de change latentes à leur conversion en dollars canadiens. Pour gérer son exposition aux fluctuations des taux de change, Cenovus conclut à l'occasion des contrats de change. Au 31 mars 2017, la société avait conclu des contrats de change à terme et des options d'une valeur notionnelle de 4,8 G\$ US en prévision de l'acquisition. Pour plus de détails, se reporter à la section « Acquisition transformationnelle » du présent rapport de gestion. Les variations des taux de change pourraient porter un grand préjudice à la situation financière, aux résultats d'exploitation et aux flux de trésorerie de la société.

Risques liés à l'acquisition

Incapacité éventuelle de conclure l'acquisition ou retard dans la conclusion de l'acquisition

La clôture de l'acquisition est assujettie à l'obtention des approbations requises des organismes de réglementation et à la satisfaction de certaines conditions de clôture. La clôture de l'acquisition exige également que la société effectue des prélèvements sur sa facilité de crédit engagée existante et une facilité de crédit-relais engagée, qui sont assorties de certaines conditions. Rien ne garantit que ces conditions seront remplies ni à quel moment elles le seront, le cas échéant, et la société ne fournit aucune assurance à cet égard. Si les conditions ne sont pas respectées ou que la société n'est pas dispensée de le faire, l'acquisition ne pourra être clôturée. De plus, un retard considérable dans l'obtention des approbations des organismes de réglementation ou l'imposition de modalités ou de conditions désavantageuses dans les approbations pourraient avoir une incidence défavorable significative sur la capacité de la société à clôturer l'acquisition ainsi que sur ses activités, sa situation financière ou ses résultats d'exploitation par suite de l'acquisition. Si l'acquisition n'est pas conclue comme prévu, la société pourrait subir des conséquences négatives, notamment la perte de confiance des investisseurs. En outre, si l'acquisition n'est pas menée à terme, la société pourrait utiliser à sa discrétion le produit net du placement d'actions ordinaires par prise ferme, comme l'explique le paragraphe ci-dessous.

Utilisation du produit du placement d'actions ordinaires par prise ferme à la discrétion de la société si l'acquisition n'est pas menée à terme

La société a l'intention d'utiliser le produit net du placement d'actions ordinaires par prise ferme ainsi que celui du placement de billets, les prélèvements effectués sur sa facilité de crédit engagée existante et une facilité de crédit-relais engagée et une partie des fonds en caisse pour couvrir le prix d'achat en trésorerie et payer certains frais et coûts liés à l'acquisition. Cependant, l'acquisition est assujettie à la satisfaction ou à l'exonération de certaines conditions, dont certaines sont indépendantes de la volonté de la société, et le placement d'actions ordinaires par prise ferme n'était pas conditionnel à la réalisation de l'acquisition. Rien ne garantit que l'acquisition aura lieu selon les modalités précisées dans la convention d'acquisition, ni même qu'elle sera conclue. Dans le cas où l'acquisition ne serait pas menée à terme, la société pourrait utiliser le produit net du placement d'actions ordinaires par prise ferme pour notamment réduire son endettement, financer des occasions de croissance futures comme des acquisitions et des investissements, couvrir ses dépenses d'investissement, racheter des actions ordinaires en circulation ou satisfaire aux fins générales de l'entreprise. Par conséquent, la direction et le conseil d'administration de la société auraient le choix de l'utilisation du produit net du placement d'actions ordinaires par prise ferme, et rien ne garantit de quelle manière le produit net serait réaffecté.

Coûts ou obligations imprévus liés à l'acquisition

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

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

En parallèle avec l'acquisition, il est possible que la société n'ait pas relevé certaines obligations ou qu'elle ait été incapable de les quantifier dans son contrôle préalable effectué avant la signature de la convention d'acquisition et qu'elle ne reçoive pas d'indemnisation pour une partie ou la totalité de ces obligations. La découverte ou la

quantification de toute obligation importante pourraient avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière ou les perspectives de la société. De plus, la convention d'acquisition limite le montant de l'indemnisation que la société peut recevoir. Par conséquent, toute obligation relative à l'acquisition pourrait être supérieure aux indemnités prévues aux termes de la convention d'acquisition.

Concrétisation des avantages attendus de l'acquisition

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

Montant des paiements éventuels

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

Transaction importante et coûts connexes

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

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

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

Risque de non-remboursement des prélèvements faits sur les facilités de crédit d'acquisition

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

Endettement accru

Si l'acquisition est réalisée selon les modalités envisagées dans la convention d'acquisition, la société s'attend à emprunter jusqu'à 4,6 G\$ en prélèvements sur sa facilité de crédit engagée existante et sa facilité de crédit-relais engagée et au moyen de l'émission de billets non garantis de premier rang de 2,9 G\$ US. Ces emprunts se traduiront par une augmentation considérable de la dette consolidée de Cenovus. Cet endettement accru fera monter la charge d'intérêts et les obligations liées au service de la dette de Cenovus et pourrait avoir une incidence négative sur les résultats d'exploitation de Cenovus.

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

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

Risque de change

En plus du produit net du placement d'actions ordinaires par prise ferme et du placement de billets, la société effectuera des prélèvements sur sa facilité de crédit engagée existante et sa facilité de crédit-relais engagée pour financer une partie du prix d'achat en trésorerie. Comme la société prévoit de financer une partie du prix d'achat en trésorerie à l'aide de sources libellées en dollars canadiens et d'autres en dollars américains et que le prix d'achat en trésorerie de l'acquisition est libellé en dollars américains, une forte baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain au moment de la clôture de l'acquisition pourrait accroître le coût, calculé en dollars canadiens, engagé par Cenovus pour financer le prix d'achat en trésorerie. Il est impossible de prédire les événements futurs qui pourraient faire augmenter ou diminuer considérablement le risque lié aux fluctuations futures des taux de change.

Risque lié à la Colombie-Britannique

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

Revendications des peuples autochtones

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

Réglementation liée aux changements climatiques

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

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

Réglementation environnementale

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

Régime de redevances

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

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

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

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

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

Autres risques

Administration américaine

Les récents changements au sein de l'administration fédérale américaine pourraient entraîner des modifications législatives et réglementaires susceptibles d'avoir une incidence défavorable sur Cenovus. Plus particulièrement, l'élection présidentielle américaine de 2016 et la modification du programme politique qui en a découlé, ainsi que le changement d'administration lui-même, ont créé de l'incertitude à l'égard de la position du gouvernement fédéral américain sur les affaires et les événements internationaux. Cette incertitude porte par exemple sur des questions comme le soutien des États-Unis aux traités existants et aux relations commerciales conclus avec d'autres pays, dont le Canada. Par exemple, la proposition d'imposer un ajustement fiscal à la frontière pourrait, si elle est mise en place, donner lieu à un traitement fiscal défavorable pour les marchandises exportées du Canada vers les États-Unis et avoir une incidence importante sur les entreprises canadiennes qui font des affaires aux États-Unis. La mise en place par le gouvernement des États-Unis de nouvelles mesures législatives ou réglementaires pourrait augmenter les coûts engagés par Cenovus, diminuer la demande américaine à l'égard des produits de Cenovus ou nuire autrement à cette dernière, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur les activités, la situation financière et l'exploitation de la société. En outre, cette incertitude peut nuire a) à la capacité ou à la volonté des entreprises canadiennes à traiter avec des sociétés comme Cenovus, dont les produits sont exportés aux États-Unis; b) à la rentabilité de la société, surtout si le gouvernement américain impose un ajustement fiscal à la frontière ou que le gouvernement du Canada impose de nouvelles restrictions aux importations en provenance des États-Unis; c) au règlement et aux ententes commerciales qui touchent les États-Unis et le Canada; d) aux marchés boursiers mondiaux (y compris la Bourse de Toronto); et e) à la conjoncture économique mondiale générale. Tous ces facteurs sont indépendants de la volonté de la société, mais peuvent tout de même obliger celle-ci à adapter sa stratégie afin de rester concurrentielle sur les marchés mondiaux.

JUGEMENTS, 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 et le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2016 sont expliqués plus amplement le mode de préparation et les méthodes comptables significatives de la société.

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

Les jugements d'importance critique sont ceux que la direction doit poser lors de l'application des méthodes comptables qui ont le plus d'effet sur les montants comptabilisés par Cenovus dans les états financiers consolidés annuels et intermédiaires. Aucun changement n'a été apporté aux jugements d'importance critique auxquels la société a recours lors de l'application des méthodes comptables au cours du trimestre clos le 31 mars 2017. D'autres renseignements se trouvent dans les notes annexes aux états financiers consolidés et le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Principales sources d'incertitude relative aux estimations

Les estimations comptables d'importance critique sont celles qui font en sorte que la direction doit poser des jugements particulièrement subjectifs ou complexes sur des sujets par nature incertains. Les estimations et les hypothèses qui les sous-tendent sont examinées périodiquement, et toute révision des estimations comptables est comptabilisée dans la période au cours de laquelle la révision est effectuée. Aucun changement n'est survenu dans les principales sources d'incertitude relative aux estimations au cours du trimestre clos le 31 mars 2017. D'autres renseignements se trouvent dans les notes annexes aux états financiers consolidés et le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Changements de méthodes comptables

Aucune nouvelle norme comptable ni interprétation ou modification connexe n'a été adoptée au cours du trimestre clos le 31 mars 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 2017 ou après cette date et n'ont donc pas été appliqués lors de la préparation des états financiers consolidés intermédiaires du trimestre clos le 31 mars 2017. Les paragraphes qui suivent contiennent une mise à jour de l'information fournie dans les états financiers consolidés annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Comptabilisation des produits

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

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

Contrats de location

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

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

IFRS 16 entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{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. L'approche rétrospective modifiée ne requiert pas le retraitement des informations financières de la période précédente, car c'est un effet cumulatif qui est comptabilisé à titre d'ajustement des résultats non distribués d'ouverture, et la norme est ensuite appliquée de manière prospective.

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

ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

Aucun changement n'a été apporté au contrôle interne à l'égard de l'information financière (le « CIIF ») au cours du trimestre clos le 31 mars 2017 qui aurait eu ou serait raisonnablement susceptible d'avoir une incidence significative sur le CIIF.

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

PERSPECTIVES

Cenovus prévoit que 2017 sera une année marquée par la transformation. L'acquisition fera en effet passer à 100 % la participation que la société détient dans FCCL, et les actifs du Deep Basin lui procureront une plateforme de croissance supplémentaire en Alberta et en Colombie-Britannique. La date d'entrée en vigueur de l'acquisition, qui est assujettie aux conditions de clôture habituelles de même qu'aux exigences réglementaires, sera le 1^{er} janvier 2017; l'acquisition devrait être conclue au deuxième trimestre de 2017.

D'autres renseignements sur les budgets d'immobilisations de la société et l'incidence potentielle de l'acquisition figurent dans la déclaration de changement important de Cenovus datée du 5 avril 2017 qui se trouve sur SEDAR et EDGAR. La société a également l'intention de faire une mise à jour des prévisions après la clôture de l'acquisition et dans le cadre de la « journée des investisseurs » de juin 2017.

Cenovus est bien positionnée pour ce qui s'annonce comme une autre année marquée par la volatilité des marchés et des prix des marchandises. Elle continuera de rechercher des moyens d'accroître ses marges grâce à un solide rendement opérationnel et à la domination du marché par les coûts, tout en assurant la sécurité et la fiabilité de ses activités. La gestion dynamique des engagements et des occasions d'accès aux marchés permettra à la société de concrétiser son objectif qui consiste à atteindre une plus vaste clientèle afin d'obtenir un prix de vente plus élevé pour son pétrole brut.

La société a réduit les capitaux nécessaires pour maintenir ses activités de base et faire croître ses projets, ce qui lui permettra de redynamiser la croissance d'une manière disciplinée. Ces efforts réunis contribueront à assurer la résilience financière de Cenovus.

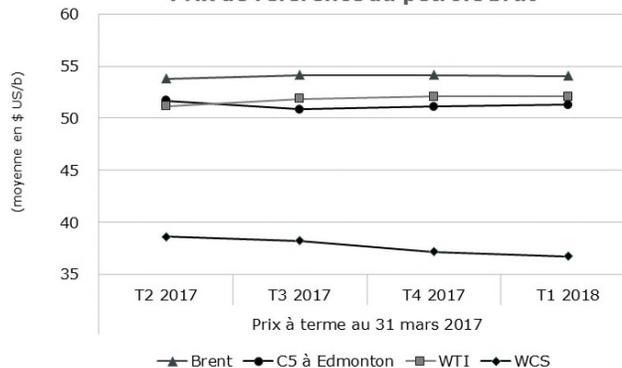
L'analyse des perspectives qui suit porte essentiellement sur les 12 mois à venir.

Prix des marchandises sous-tendant les résultats financiers

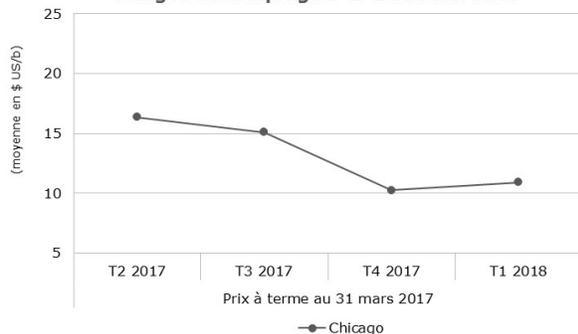
L'évolution future des prix relatifs à la production de pétrole brut de la société dépendra des facteurs suivants :

- Selon la société, l'orientation générale des prix du pétrole brut dépendra principalement de la réaction de l'offre au contexte actuel des prix, du respect du plan de réduction de la production par les membres de l'OPEP et certains pays hors OPEP, des répercussions de toute perturbation de l'offre d'origine géopolitique et du rythme de croissance de la demande mondiale sous l'influence des événements macroéconomiques. Dans l'ensemble, la société s'attend à une modeste amélioration des prix du pétrole brut dans les 12 prochains mois.
- La société s'attend à ce que l'écart WTI-WCS s'élargisse en raison de la production croissante de pétrole lourd en Alberta et de la capacité limitée des transports pipeliniers.

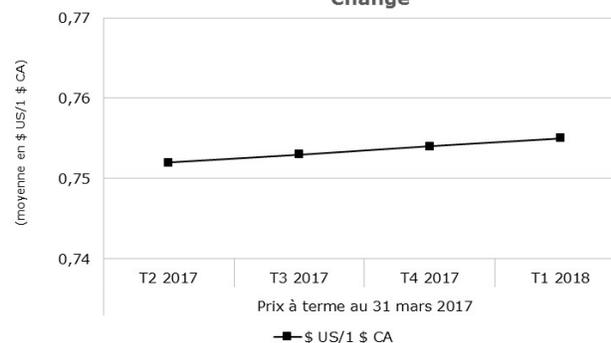
Prix de référence du pétrole brut



Marges de craquage 3-2-1 de référence



Change



Les marges de craquage des raffineries américaines devraient suivre les tendances saisonnières historiques au cours des 12 prochains mois; la société prévoit que les marges subiront l'influence du rythme de rééquilibrage des stocks excédentaires de pétrole brut et de produits raffinés.

Le dollar canadien restera probablement lié aux prix du pétrole brut, mais ses mouvements seront limités par les hausses prévues des taux d'intérêt aux États-Unis. Dans l'ensemble et abstraction faite de la variation des prix du pétrole brut, l'appréciation du dollar canadien aura vraisemblablement une incidence négative sur les produits des activités ordinaires de la société et sur sa marge d'exploitation.

Les prix du gaz naturel devraient s'améliorer dans les 12 mois à venir du fait de la croissance limitée de l'offre, du raffermissement de la demande industrielle aux États-Unis et d'un accroissement de la capacité d'exportation de gaz naturel des États-Unis. La société s'attend à ce que la croissance de l'offre subisse l'incidence du nombre relativement limité de plateformes de forage de gaz naturel aux États-Unis et de la congestion des gazoducs dans le nord-est des États-Unis. Toutefois, une hausse importante des prix sera probablement entravée par le fait que le secteur de l'énergie peut toujours se tourner vers la houille pour remplacer le gaz naturel.

Le risque lié aux écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd auquel est exposée la société dépend de l'équilibre mondial entre ces deux produits de base ainsi que des contraintes relatives au transport à l'échelle canadienne. La société est préparée à une certaine volatilité des prix du pétrole brut. Elle a toujours la possibilité de réduire en partie son exposition aux écarts de prix entre le léger et le lourd au moyen des mesures suivantes :

- Intégration – Les installations de raffinage du pétrole lourd permettent à la société de traiter le brut lourd d'origine canadienne. Sur le plan de la chaîne de valeur, les raffineries sont en mesure de tirer parti à la fois de l'écart WTI-WCS pour le pétrole brut canadien et de l'écart Brent-WTI grâce à la vente de produits raffinés.
- Opérations de couverture financière – La société limite l'incidence des fluctuations des prix du brut en amont en concluant des opérations financières fixant l'écart WTI-WCS;
- Ententes de commercialisation – La société limite l'incidence des fluctuations des prix du brut en amont en concluant, directement avec les raffineurs, des contrats de livraison physique comprenant des composantes à prix fixe.
- Engagements et ententes en matière de transport – Cenovus apporte son soutien aux projets de transport servant à acheminer le pétrole brut des zones de production jusqu'aux marchés de consommation et aux marchés côtiers.

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

Priorités pour 2017

Maintien de la résilience financière et réalisation de la transaction

Le maintien de la capacité d'adaptation financière demeure la priorité absolue de Cenovus, qui ne sacrifie pas pour autant la sécurité de ses activités. La société prévoit de clôturer l'acquisition au deuxième trimestre de 2017. L'intégration sécuritaire et efficiente des actifs du Deep Basin sera une priorité. La société est déterminée à maintenir sa résilience financière après la clôture de l'acquisition. Par la suite, la société mettra tous ses efforts à optimiser son portefeuille d'actifs et sa structure du capital, notamment en mettant en place un plan de remboursement de sa facilité de crédit-relais engagée.

Croissance disciplinée et axée sur la valeur ajoutée

La société a l'intention de mettre à jour ses prévisions relatives à ses dépenses d'investissement de 2017 après la clôture de l'acquisition. D'après les prévisions publiées le 8 décembre 2016, qui ne tiennent pas compte de l'acquisition, elle prévoit pour 2017 des dépenses d'investissement de l'ordre de 1,2 G\$ à 1,4 G\$. La majeure partie de son budget d'investissement de 2017 devrait être affectée au maintien de la production tirée des sables bitumineux et à la production de base tirée des autres secteurs d'activité. Il est prévu d'affecter une partie du budget à la croissance des actifs de sables bitumineux actuels et aux actifs de pétrole avare du sud de l'Alberta. L'intégration demeure une part importante de la stratégie globale de la société, mais des dépenses d'investissement seront aussi consacrées aux travaux d'entretien prévus des raffineries et à l'amélioration de leur fiabilité.

Améliorations durables au chapitre des coûts

Au cours des deux dernières années, la société a réalisé des améliorations considérables au chapitre des coûts d'exploitation et de maintiens en repérant des possibilités d'efficacité, en exploitant à fond les atouts de son modèle d'entreprise et en suivant une approche méthodique inspirée du secteur de la fabrication. La société prévoit de continuer en 2017 à apporter des améliorations durables à sa structure de coûts dans toute l'entreprise. Elle estime qu'elle saura réaliser de nouvelles compressions de coûts tout en accroissant sa production et ses dépenses d'investissement.

Accès aux marchés

Les contraintes limitant l'accès aux marchés du pétrole brut canadien demeurent problématiques. La société prévoit de continuer d'évaluer en 2017 diverses possibilités qui s'offrent à elle pour la commercialisation de la production croissante qu'elle tire de ses sables bitumineux, notamment sur les marchés côtiers.

MISE EN GARDE

Renseignements sur le pétrole et le gaz

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

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

Information prospective

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

L'information prospective dans le présent document se reconnaît à des termes comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « projeter », « prévision », « avenir », « futur », « cibler », « positionnement », « déterminé à », « capacité », « pouvoir », « accent », « perspective », « éventuel », « priorité », « stratégie », « à terme » ou des expressions analogues et comprend des suggestions de résultats futurs, y compris des déclarations à propos de ce qui suit : stratégie et échéanciers et étapes déterminantes connexes, notamment la durée prévue des phases d'expansion des sables bitumineux et leur capacité de production prévue; projections pour 2017 et par la suite et plans et stratégies élaborés pour leur réalisation; prévisions à l'égard des taux de change et de leurs tendances; occasions futures de mise en valeur du pétrole; résultat d'exploitation et résultats financiers projetés, y compris les prix de vente, les coûts et les flux de trésorerie projetés; cibles fixées à l'égard du ratio dette/capitaux permanents et dette/BAIIA ajusté; capacité à honorer les obligations de paiements à l'échéance; dépenses d'investissement prévues, y compris leur montant, leur calendrier de réalisation et leur mode de financement; production future attendue, notamment le calendrier, la stabilité ou la croissance de celle-ci; réserves prévues; capacités prévues, y compris relativement aux projets, au transport et au raffinage; préservation de la capacité d'adaptation financière et concrétisation des divers plans et stratégies sous-jacents; économies de coûts prévues et leur pérennité; priorités pour 2017; répercussions futures des mesures réglementaires; prix des marchandises, écarts et tendances projetés et incidence attendue sur Cenovus; répercussions éventuelles sur Cenovus de divers risques, notamment ceux qui se rapportent aux prix des marchandises, aux instruments financiers dérivés, aux taux de change, à l'acquisition, aux activités menées en Colombie-Britannique, au placement d'actions ordinaires par prise ferme et à l'administration fédérale américaine; efficacité potentielle des stratégies de gestion des risques; nouvelles normes comptables, calendrier de leur adoption par Cenovus et incidence prévue sur les états consolidés de la situation financière; utilisation prévue du produit du placement d'actions ordinaires par prise ferme et du placement de billets; clôture prévue de l'acquisition, notamment le moment où elle aura lieu; disponibilité et remboursement de la facilité de crédit existante et de la facilité de crédit-relais; vente éventuelle d'actifs et utilisation prévue du produit de la vente; incidence attendue de la convention de paiement éventuel; 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 (dont les actifs acquis) et réaliser et maintenir des réductions de coûts futures; croissance et rendement pour les actionnaires projetés. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure à l'information prospective, car les résultats réels de la société pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus.

L'élaboration de l'information prospective repose sur un certain nombre d'hypothèses et la prise en compte de certains risques et incertitudes qui, dans certains cas, sont propres à Cenovus et dans d'autres, appartiennent à l'industrie en général. Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective comprennent notamment les prix prévisionnels du pétrole et du gaz naturel et d'autres hypothèses inhérentes aux prévisions de Cenovus pour 2017, disponibles sur cenovus.com; les dépenses d'investissement prévues par Cenovus, la souplesse des budgets d'immobilisations prévues et leurs sources de financement connexes; la concrétisation de nouvelles réductions de coûts et la pérennité de ces réductions; les prix prévus des condensats; les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; l'utilisation et la mise au point de technologies à l'avenir;

la capacité d'obtenir les approbations nécessaires de la part des autorités de réglementation et des partenaires; la réalisation fructueuse et dans les délais des projets d'immobilisations ou de leurs étapes; la capacité de Cenovus de dégager des flux de trésorerie suffisants pour s'acquitter de ses obligations présentes et futures; les coûts estimatifs d'abandon et de remise en état, notamment les droits et les règlements s'y rapportant; la clôture réussie de l'acquisition, notamment la disponibilité du financement requis et le moment de son obtention; la capacité de la société à intégrer avec succès les actifs du Deep Basin; la capacité de la société à attirer et à retenir du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; la capacité de la société à avoir accès à des capitaux suffisants pour poursuivre les plans de mise en valeur associés à la participation de 100 % dans FCCCL; la capacité de la société à conclure des ventes d'actifs et à obtenir les modalités de transaction souhaitées; l'incidence prévue de l'acquisition et du financement qui s'y rattache sur les cotes de crédit de Cenovus; les prix prévus du pétrole brut et du gaz naturel, l'inflation prévue et d'autres hypothèses inhérentes aux prévisions actuelles de la société présentées plus loin; l'incidence prévue de la convention de paiement éventuel; l'harmonisation des prix réalisés du Western Canadian Select (« WCS ») et des prix WCS calculés selon la convention de paiement éventuel; 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, notamment en ce qui a trait aux actifs acquis; les prix prévus des condensats; les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de LGN pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; l'utilisation et la mise au point de technologies à l'avenir; la capacité de la société à disposer de toutes les technologies nécessaires et à les mettre en œuvre pour exploiter avec efficacité et efficacité ses actifs (dont les actifs acquis) et obtenir et maintenir des réductions de coûts futures; la capacité de la société à réaliser de manière fructueuse et dans les délais prévus des projets d'immobilisations ou leurs étapes de réalisation; la capacité de Cenovus de dégager des flux de trésorerie suffisants pour s'acquitter de ses obligations présentes et futures; et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents déposés par Cenovus auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières.

Les indications pour 2017, mises à jour le 8 décembre 2016, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent, 48,75 \$ US/b; prix du WTI, 47,25 \$ US/b; prix du WCS, 31,50 \$ US/b; prix du gaz naturel au NYMEX, 3,00 \$ US/MBtu; prix du gaz naturel AECO, 2,60 \$/GJ; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 11,25 \$ US/b; taux de change, 0,74 \$ US/\$ CA.

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

Parmi les facteurs de risque et les incertitudes susceptibles de faire différer sensiblement les résultats réels figurent notamment les suivants : l'incapacité éventuelle de la société à concrétiser les avantages prévus de l'acquisition et les synergies devant en découler; l'impossibilité pour Cenovus de clôturer l'acquisition, ou de le faire selon les modalités envisagées dans la convention d'achat et de vente conclue entre Cenovus et ConocoPhillips; l'incapacité éventuelle de disposer d'une partie ou de l'ensemble des technologies nécessaires pour exploiter les actifs de la société (notamment les actifs acquis) de manière efficiente et efficace, ou de les mettre en place et de réaliser et de maintenir des réductions de coûts futures; la volatilité des prix des marchandises et d'autres hypothèses connexes; l'efficacité du programme de gestion des risques de Cenovus, y compris l'effet des instruments financiers dérivés; l'efficacité des stratégies de couverture et la suffisance des liquidités; l'exactitude des estimations de coûts; les prix des marchandises, les cours du change et les taux d'intérêt; le manque éventuel d'harmonisation entre les prix réalisés du WCS et les prix du WCS calculés aux termes de la convention de paiement éventuel; l'offre et la demande de produits; la concurrence, notamment celle issue des nouvelles formes d'énergie; les risques inhérents aux activités de commercialisation de Cenovus, y compris les risques de crédit; l'exposition aux contreparties et aux partenaires, y compris la capacité et la volonté de ces parties d'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 (dette nette)/BAIIA ajusté et de ratios dette (dette nette)/capitaux permanents souhaitables; la capacité de Cenovus de faire appel à des sources diverses de capitaux d'emprunt et de capitaux propres, et de le faire selon des modalités acceptables pour la société; la capacité de financer la croissance et de maintenir les dépenses d'investissement; la modification des notations de crédit accordées à la société ou à ses titres; les changements apportés aux plans ou à la stratégie en matière de dividendes, y compris le régime de réinvestissement des dividendes; la précision des estimations des réserves, des ressources, de la production future et des produits nets futurs; la capacité de Cenovus de remplacer et d'accroître ses réserves de pétrole et de gaz; la capacité de Cenovus de maintenir ses relations avec ses partenaires et de parvenir à gérer et à exploiter ses activités intégrées; la fiabilité des actifs de Cenovus, notamment pour atteindre les objectifs en matière de production; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et de processus de fabrication; la survenance d'événements inattendus, comme les incendies, les mauvaises conditions météorologiques, les explosions, les éruptions, le matériel défectueux, les incidents reliés au transport et autres accidents ou événements semblables; les marges de raffinage et de commercialisation; les pressions inflationnistes sur les charges d'exploitation, notamment la main-d'œuvre, le gaz naturel et les autres sources énergétiques utilisés dans les procédés d'exploitation des sables bitumineux; l'accueil éventuellement défavorable ou passager réservé aux nouveaux produits sur le marché; les risques propres à la réputation de l'industrie des combustibles fossiles; les hausses de coût ou difficultés techniques imprévues relativement à la construction ou à la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés imprévues dans la production, le transport et le raffinage du pétrole brut en produits pétroliers et chimiques; les risques liés à

la technologie et à son application dans le cadre des activités de Cenovus; les risques liés aux changements climatiques; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; la capacité de Cenovus d'assurer convenablement et de manière rentable le transport de ses produits, notamment le transport par pipeline, le transport ferroviaire du pétrole brut, le transport maritime ou une autre forme de transport, notamment pour contrer toute interruption causée par des contraintes liées au réseau de pipelines; la disponibilité de talents essentiels et la capacité de la société à recruter les personnes qui les possèdent et à les maintenir en poste; l'incapacité éventuelle de la société à attirer et à retenir du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; l'évolution des relations de la société avec les syndicats; l'évolution des lois et de la réglementation concernant le cadre réglementaire dans tous les territoires où la société exerce des activités, notamment le processus d'autorisation réglementaire et les désignations d'utilisation des terres, le régime de redevances, les impôts et les taxes, l'environnement, les gaz à effet de serre, le carbone, les changements climatiques et d'autres lois et règlements ou l'évolution de l'interprétation qui en est faite, dans leur version adoptée ou proposée, leurs répercussions et les coûts de conformité connexes; les périodes prévues d'entrée en vigueur de diverses prises de position en comptabilité, de modifications de règles comptables et de normes comptables, ainsi que leur incidence projetée sur les activités de la société, ses résultats financiers et ses états financiers consolidés; l'évolution de la conjoncture générale de l'économie, des marchés et des affaires; la situation politique et économique des pays dans lesquels Cenovus exerce des activités ou qu'elle approvisionne; les risques de guerre, de menaces terroristes et l'instabilité connexe; les risques liés aux poursuites et aux mesures réglementaires, actuelles et éventuelles, visant Cenovus.

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

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

ABRÉVIATIONS

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

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

RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS

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

Total – pétrole brut, LGN et Gaz naturel

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 ¹⁾	
	Pétrole brut et LGN	Gaz naturel	Total	Condensats	Stocks	Autres	Autres produits	Total – produit en amont
Produits des activités ordinaires								
Chiffre d'affaires brut	823	97	920	511	-	1	4	1 436
Moins les redevances	73	4	77	-	-	-	-	77
	750	93	843	511	-	1	4	1 359
Charges								
Transport et fluidification	102	4	106	511	-	-	-	617
Charges d'exploitation	205	44	249	-	-	-	1	250
Taxes sur la production et impôts miniers	4	1	5	-	-	-	-	5
	439	44	483	-	-	1	3	487
Prix nets opérationnels (Profit) perte à la gestion des risques	90	-	90	-	-	-	-	90
Marge d'exploitation	349	44	393	-	-	1	3	397

Trimestre clos le 31 mars 2016 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾	
	Pétrole brut et LGN	Gaz naturel	Total	Condensats	Stocks	Autres	Autres produits	Total – produit en amont
Produits des activités ordinaires								
Chiffre d'affaires brut	291	85	376	363	-	1	4	744
Moins les redevances	17	3	20	-	-	-	-	20
	274	82	356	363	-	1	4	724
Charges								
Transport et fluidification	107	3	110	363	(22)	-	-	451
Charges d'exploitation	202	46	248	-	-	(3)	4	249
Taxes sur la production et impôts miniers	2	-	2	-	-	-	-	2
	(37)	33	(4)	-	22	4	-	22
Prix nets opérationnels (Profit) perte à la gestion des risques	(148)	-	(148)	-	-	3	-	(145)
Marge d'exploitation	111	33	144	-	22	1	-	167

Total - pétrole brut et LGN

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 ¹⁾	
	Pétrole brut	LGN	Total	Condensats	Stocks	Autres	Total pétrole brut et LGN	
Produits des activités ordinaires								
Chiffre d'affaires brut	818	5	823	511	-	-	1 334	
Moins les redevances	72	1	73	-	-	-	73	
	746	4	750	511	-	-	1 261	
Charges								
Transport et fluidification	102	-	102	511	-	-	613	
Charges d'exploitation	205	-	205	-	-	-	205	
Taxes sur la production et impôts miniers	4	-	4	-	-	-	4	
	435	4	439	-	-	-	439	
Prix nets opérationnels (Profit) perte à la gestion des risques	90	-	90	-	-	-	90	
Marge d'exploitation	345	4	349	-	-	-	349	

Trimestre clos le 31 mars 2016 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾	
	Pétrole brut	LGN	Total	Condensats	Stocks	Autres	Total pétrole brut et LGN	
Produits des activités ordinaires								
Chiffre d'affaires brut	288	3	291	363	-	-	654	
Moins les redevances	17	-	17	-	-	-	17	
	271	3	274	363	-	-	637	
Charges								
Transport et fluidification	107	-	107	363	(22)	-	448	
Charges d'exploitation	202	-	202	-	-	(2)	200	
Taxes sur la production et impôts miniers	2	-	2	-	-	-	2	
	(40)	3	(37)	-	22	2	(13)	
Prix nets opérationnels (Profit) perte à la gestion des risques	(148)	-	(148)	-	-	2	(146)	
Marge d'exploitation	108	3	111	-	22	-	133	

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

Pétrole brut – sables bitumineux

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 ¹⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total pétrole brut	Condensats	Stocks	Total pétrole brut – sables bitumineux
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	287	290	577	478	-	1 055
Moins les redevances	20	7	27	-	-	27
	267	283	550	478	-	1 028
Charges						
Transport et fluidification	55	33	88	478	-	566
Charges d'exploitation	71	65	136	-	-	136
	141	185	326	-	-	326
Prix nets opérationnels						
(Profit) perte à la gestion des risques	40	37	77	-	-	77
Marge d'exploitation	101	148	249	-	-	249

Trimestre clos le 31 mars 2016 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total pétrole brut	Condensats	Stocks	Total pétrole brut – sables bitumineux
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	65	65	130	335	-	465
Moins les redevances	-	-	-	-	-	-
	65	65	130	335	-	465
Charges						
Transport et fluidification	48	39	87	335	(18)	404
Charges d'exploitation	67	55	122	-	-	122
	(50)	(29)	(79)	-	18	(61)
Prix nets opérationnels						
(Profit) perte à la gestion des risques	(52)	(54)	(106)	-	-	(106)
Marge d'exploitation	2	25	27	-	18	45

Pétrole brut et LGN classiques

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 ¹⁾
	Pétrole lourd	Pétrole léger et moyen	LGN	Pétrole brut et LGN classiques	Condensats	Stocks	Autres	Total pétrole brut et LGN classiques
Produits des activités ordinaires								
Chiffre d'affaires brut	113	128	5	246	33	-	-	279
Moins les redevances	16	29	1	46	-	-	-	46
	97	99	4	200	33	-	-	233
Charges								
Transport et fluidification	8	6	-	14	33	-	-	47
Charges d'exploitation	31	38	-	69	-	-	-	69
Taxes sur la production et impôts miniers	-	4	-	4	-	-	-	4
	58	51	4	113	-	-	-	113
Prix nets opérationnels								
(Profit) perte à la gestion des risques	7	6	-	13	-	-	-	13
Marge d'exploitation	51	45	4	100	-	-	-	100

Trimestre clos le 31 mars 2016 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Pétrole lourd	Pétrole léger et moyen	LGN	Pétrole brut et LGN classiques	Condensats	Stocks	Autres	Total pétrole brut et LGN classiques
Produits des activités ordinaires								
Chiffre d'affaires brut	73	85	3	161	28	-	-	189
Moins les redevances	4	13	-	17	-	-	-	17
	69	72	3	144	28	-	-	172
Charges								
Transport et fluidification	13	7	-	20	28	(4)	-	44
Charges d'exploitation	40	40	-	80	-	-	(2)	78
Taxes sur la production et impôts miniers	-	2	-	2	-	-	-	2
	16	23	3	42	-	4	2	48
Prix nets opérationnels								
(Profit) perte à la gestion des risques	(22)	(20)	-	(42)	-	-	2	(40)
Marge d'exploitation	38	43	3	84	-	4	-	88

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

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

Volumes de ventes

(en barils par jour, à moins d'indication contraire)

	Trimestres clos les 31 mars	
	2017	2016
Sables bitumineux		
Foster Creek	78 562	60 169
Christina Lake	89 919	80 118
	168 481	140 287
Hydrocarbures classiques		
Pétrole lourd	26 222	30 764
Pétrole moyen et léger	25 074	27 210
Liquides de gaz naturel (« LGN »)	1 047	1 208
	52 343	59 182
Ventes de pétrole brut et de LGN	220 824	199 469
Ventes de gaz naturel (en Mpi ³ par jour)	363	408
Total des ventes (en bep par jour)	281 324	267 469