



RAPPORT DE GESTION  
 POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 31 MARS 2019

APERÇU DE CENOVUS.....	2
FAITS SAILLANTS DU TRIMESTRE .....	2
RÉSULTATS D'EXPLOITATION .....	3
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS .....	5
RÉSULTATS FINANCIERS.....	8
SECTEURS À PRÉSENTER .....	13
SABLES BITUMINEUX .....	13
DEEP BASIN .....	18
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION.....	21
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS .....	23
ACTIVITÉS ABANDONNÉES.....	25
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT .....	25
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE.....	28
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE .....	29
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	30
PERSPECTIVES .....	31
MISE EN GARDE.....	34
ABRÉVIATIONS.....	36
RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS.....	37

*Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus », « nous », « notre », « nos » ou la « société », c'est-à-dire Cenovus Energy Inc., ses filiales et les participations qu'elle ou ses filiales détiennent), daté du 23 avril 2019, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 31 mars 2019 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires »), les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2018 et les notes annexes (les « états financiers consolidés ») et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2018 (le « rapport de gestion annuel »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 23 avril 2019, 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 nos prévisions, estimations, projections et hypothèses actuelles. Pour se renseigner sur les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon significative de cette information prospective ainsi que sur les principales hypothèses sous-jacentes à celle-ci, lire la rubrique « Mise en garde ». La direction de Cenovus (la « direction ») a préparé ce rapport de gestion. Le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») approuve les rapports de gestion intermédiaires; le comité d'audit examine le rapport de gestion annuel et en recommande l'approbation au conseil. Des renseignements supplémentaires sur Cenovus, notamment ses rapports trimestriels et annuels, sa notice annuelle et le formulaire 40-F qui la concerne, peuvent être consultés sur SEDAR, à l'adresse [sedar.com](http://sedar.com), sur EDGAR, à l'adresse [sec.gov](http://sec.gov) et sur le site Web de la société, à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com). L'information sur notre site Web ou qui y est reliée, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie du rapport de gestion.*

**Mode de présentation**

*Le présent rapport de gestion et les états financiers consolidés intermédiaires, qui sont présentés de façon comparative, sont dressés en dollars canadiens (« dollar » ou « \$ »), 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. Nous avons adopté IFRS 16, Contrats de location, au 1<sup>er</sup> janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique » pour en savoir plus sur le sujet.*

**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 (le « BAIIA ajusté »), ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les IFRS et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. En outre, la marge d'exploitation est un total partiel présenté aux notes 1 et 7 de nos états financiers consolidés intermédiaires. 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 afin qu'ils puissent analyser l'information sur notre liquidité et notre capacité à dégager des fonds pour financer nos activités. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni en substitut des mesures préparées selon les IFRS.*

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

## APERÇU DE CENOVUS

Cenovus est une société pétrolière canadienne intégrée dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta, et dont les actions sont inscrites à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York. Au 31 mars 2019, sa valeur s'établissait à environ 22 G\$. Ses activités comprennent des projets de sable bitumineux dans le nord-est de l'Alberta et une production bien établie de pétrole brut, de liquides du gaz naturel (« LGN ») et de gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique. Pour le trimestre clos le 31 mars 2019, le total de la production tirée des actifs en amont s'est établi en moyenne à environ 447 000 bep par jour. Nous exerçons en outre des activités de commercialisation et détenons des participations dans diverses installations de raffinage aux États-Unis. Les raffineries de la société ont traité en moyenne 375 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 402 000 barils bruts par jour de produits raffinés pendant le trimestre clos le 31 mars 2019.

Notre stratégie consiste essentiellement à maximiser la valeur pour les actionnaires en réduisant notre structure de coûts et en réalisant les meilleures marges bénéficiaires sur nos produits. Nous estimons que le maintien d'une solide situation financière permettra à Cenovus de faire face à la volatilité des prix des marchandises et lui donnera la souplesse pour tirer parti d'occasions à tous les stades du cycle de prix. Nous entendons mesurer l'approche disciplinée en matière d'investissement que nous préconisons à l'égard de notre portefeuille à l'aune des augmentations de dividendes, des rachats d'actions et du maintien d'un niveau d'endettement optimal tout en conservant une excellente notation de crédit. Notre approche en matière d'investissement se concentrera sur les secteurs où, à notre avis, nous disposons du meilleur avantage concurrentiel. Nous avons l'intention de réaliser notre stratégie en exploitant au mieux nos principaux domaines d'intérêt, notamment les sables bitumineux, les actifs de pétrole classique et de gaz naturel, la commercialisation, les activités de transport et de raffinage; nous miserons aussi sur notre personnel.

Pour une description de nos activités, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

## FAITS SAILLANTS DU TRIMESTRE

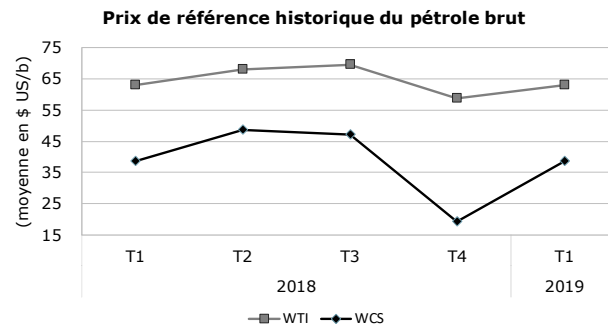
Cenovus a dégagé d'excellents résultats d'exploitation et financiers au premier trimestre de 2019. Nous avons continué de faire preuve de discipline en matière d'investissement et de domination du marché par les coûts, et poursuivi notre processus de désendettement du bilan.

Nos activités en amont ont donné un excellent rendement au cours du trimestre, la production s'étant établie en moyenne à 447 270 bep par jour compte tenu de la réduction de la production imposée par le gouvernement de l'Alberta.

Les conditions du marché en Alberta se sont nettement améliorées au premier trimestre de 2019,

surtout par rapport à la fin de 2018. Même si les prix de référence du Brent et du West Texas Intermediate (« WTI ») ont été inférieurs à ceux du premier et du quatrième trimestre de 2018, le rétrécissement de l'écart entre les prix de référence du WTI et du West Canadian Select (« WCS ») a donné lieu à une importante amélioration des prix de référence du pétrole brut WCS. L'écart WTI-WCS du premier trimestre de 2019 a été ramené à 12,37 \$ US le baril en moyenne, après les sommets atteints au quatrième trimestre de 2018, surtout par suite de la réduction de production imposée par le gouvernement de l'Alberta. Le prix de référence du pétrole brut WCS s'est chiffré en moyenne à 42,53 \$ US le baril au premier trimestre de 2019, comparativement à 38,59 \$ US le baril et à 19,39 \$ US le baril au premier et au quatrième trimestre de 2018, respectivement. L'accroissement du prix du WCS et la baisse du coût des condensats causée par la réduction des prix de référence des condensats par rapport au premier trimestre de 2018 ont eu une incidence positive sur les résultats financiers de nos actifs en amont.

Le rendement opérationnel de nos activités de raffinage a été touché par les travaux de maintenance prévus et non prévus aux raffineries de Wood River et de Borger (les « raffineries »). Notre secteur Raffinage et commercialisation a dégagé une marge d'exploitation de 304 M\$ grâce à la production accrue de pétrole brut et de produits raffinés; il s'agit d'une hausse considérable de la marge d'exploitation par rapport au premier trimestre de 2018 où les actifs faisaient l'objet d'une grande révision prévue.



Au premier trimestre de 2019, nous avons :

- produit 447 270 bep par jour, une réduction étant imposée aux volumes de production;
- inscrit des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 436 M\$ et des fonds provenant de l'exploitation ajustés de 1,0 G\$, soit une importante hausse par rapport au premier trimestre de 2018; après des dépenses d'investissement de 317 M\$, nous avons dégagé des fonds provenant de l'exploitation disponibles de 731 M\$;
- inscrit un bénéfice net provenant des activités poursuivies de 110 M\$ (perte nette de 914 M\$ en 2018);
- enregistré un prix net opérationnel de la société moyen tiré des activités poursuivies de 26,64 \$/bep avant la réalisation des couvertures, soit une hausse de 59 % par rapport à celui du premier trimestre de 2018 attribuable principalement au rétrécissement des écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd et à la baisse du coût des condensats pour les achats faits au quatrième trimestre de 2018, qui ont entraîné une hausse des prix de vente réalisés;
- racheté pour 449 M\$ US de billets non garantis pour une somme de 419 M\$ US en trésorerie, ce qui a ramené notre dette nette à 8,1 G\$. En avril 2019, nous avons racheté une nouvelle tranche de 66 M\$ US de billets non garantis, pour une somme de 63 M\$ US en trésorerie;
- subi une réduction des taux de traitement de pétrole brut à Wood River en raison d'un incendie dans une unité de distillation de pétrole brut;
- achevé la construction de la phase d'expansion G de Christina Lake, l'injection de vapeur ayant commencé en janvier;
- investi des capitaux de 317 M\$ par rapport à 524 M\$ en 2018, ce qui reflète la révision à la baisse des programmes d'investissement et notre volonté constante de gérer nos capitaux avec rigueur;
- transporté en moyenne 34 187 barils par jour de nos volumes par train.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les activités en amont ont affiché un très bon rendement au premier trimestre de 2019. Le gouvernement de l'Alberta ayant imposé une réduction de la production, notre volume de production de pétrole brut s'est établi en moyenne à 347 800 barils par jour.

### Volumes de production en amont

	Trimestres clos les 31 mars		2018
	2019	Variation (%)	
<b>Activités poursuivies</b>			
<b>Liquides (b/j)</b>			
<b>Sables bitumineux</b>			
Foster Creek	154 156	(2)	157 390
Christina Lake	188 824	(7)	202 276
	342 980	(5)	359 666
<b>Deep Basin</b>			
Pétrole brut	4 820	(26)	6 517
LGN	23 183	(20)	28 962
	28 003	(21)	35 479
<b>Production de liquides (b/j)</b>	<b>370 983</b>	<b>(6)</b>	395 145
<b>Gaz naturel (Mpi<sup>3</sup>/j)</b>			
Sables bitumineux	-	(100)	4
Deep Basin <sup>1)</sup>	458	(17)	549
	458	(17)	553
<b>Production tirée des activités poursuivies (bep/j)</b>	<b>447 270</b>	<b>(8)</b>	487 464
<b>Production tirée des activités abandonnées (Hydrocarbures classiques) (bep/j)</b>	-	(100)	1 097
<b>Total de la production (bep/j)</b>	<b>447 270</b>	<b>(8)</b>	488 561

1) Y compris la production de 320 Mpi<sup>3</sup>/j utilisée pour consommation interne par le secteur Sables bitumineux pour le trimestre clos le 31 mars 2019 (322 Mpi<sup>3</sup>/j en 2018).

La production tirée des sables bitumineux s'est établie à 342 980 barils par jour, en baisse de 5 % par rapport au premier trimestre de 2018 en raison de la réduction de production obligatoire. De plus, au premier trimestre de 2018, nous avons délibérément réduit la production à cause des contraintes limitant l'accès aux marchés et de la faiblesse des prix du pétrole brut.

Le total de la production tirée des actifs du Deep Basin a diminué de 18 % au premier trimestre de 2019 par rapport à 2018, pour s'établir à 104 290 bep par jour par suite de la sortie de Cenovus Pipestone Partnership (« CPP ») le 6 septembre 2018, de la réduction des investissements de maintien, des baisses naturelles et des périodes d'arrêt liées au temps froid.

## Prix nets opérationnels liés aux activités poursuivies

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

(\$/bep)	Trimestres clos les 31 mars	
	2019	2018 <sup>2)</sup>
Prix de vente	<b>46,66</b>	33,20
Redevances	<b>5,56</b>	2,34
Transport et fluidification	<b>6,42</b>	6,16
Charges d'exploitation	<b>8,03</b>	7,89
Taxe sur la production et impôts miniers	<b>0,01</b>	0,01
<b>Prix nets opérationnels, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques<sup>1)</sup></b>	<b>26,64</b>	16,80
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	<b>0,35</b>	(11,69)
<b>Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques<sup>1)</sup></b>	<b>26,99</b>	<b>5,11</b>

- 1) Exclusion faite des résultats du secteur Hydrocarbures classiques, classé dans les activités abandonnées. Exclusion faite des ventes intersectorielles.
- 2) Nous avons adopté IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

Notre prix net opérationnel moyen, exclusion faite des profits et des pertes réalisés liés à la gestion des risques, a augmenté de 59 % au premier trimestre de 2019 en raison de la hausse des prix de vente réalisés et de la baisse des coûts de transport et de fluidification; ces facteurs ont été contrebalancés par la réduction des volumes de vente, l'accroissement des redevances et l'augmentation des charges d'exploitation unitaires. Les redevances ont augmenté sous l'effet de la hausse des prix par suite de la réduction de production obligatoire et du fait que Christina Lake a atteint le stade de récupération des coûts au troisième trimestre de 2018. La dépréciation du dollar canadien en regard du dollar américain, par rapport à 2018, a eu une incidence positive d'environ 2,30 \$ par bep sur les prix de vente.

## Raffinage et commercialisation

Après des révisions de grande envergure effectuées au premier trimestre de 2018 et une très bonne année d'exploitation, au 1<sup>er</sup> janvier 2019, la capacité nominale des raffineries de Wood River et de Borger est passée à 482 000 barils bruts par jour. La production de pétrole brut et de produits raffinés des trois premiers mois de 2019 a augmenté par rapport à l'exercice précédent en raison de l'achèvement, au premier trimestre de 2018, des révisions de grande envergure prévues aux deux raffineries; ce facteur a été contrebalancé en partie par des activités de maintenance prévues et non prévues aux deux raffineries au premier trimestre de 2019, notamment à cause d'un incendie dans une unité de distillation de pétrole brut de Wood River.

	Trimestres clos les 31 mars		
	2019	Variation (%)	2018
Capacité liée au pétrole brut (kb/j)	<b>482</b>	<b>5</b>	460
Production de pétrole brut <sup>1)</sup> (kb/j)	<b>375</b>	<b>7</b>	349
Pétrole lourd <sup>1)</sup>	<b>143</b>	<b>(12)</b>	162
Produits raffinés <sup>1)</sup> (kb/j)	<b>402</b>	<b>9</b>	369
Taux d'utilisation du pétrole brut <sup>1)</sup> (%)	<b>78</b>	<b>3</b>	76
Marge d'exploitation <sup>2)</sup> (en M\$)	<b>304</b>	<b>733</b>	(48)

- 1) Correspond à la totalité de l'exploitation des raffineries de Wood River et de Borger. Cenovus détient une participation de 50 %.
- 2) Nous avons adopté IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique » pour en savoir plus sur le sujet.

En 2019, la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation s'est établie à 304 M\$, soit une augmentation de 352 M\$ par rapport au premier trimestre de 2018, en raison surtout de la baisse des charges d'exploitation en 2019 par suite des révisions de grande envergure prévues aux deux raffineries en 2018, d'un avantage plus marqué sur le pétrole brut découlant du traitement de pétrole brut WCS à prix réduit, d'une réduction du coût associé aux numéros d'identification renouvelables (« NIR ») et de l'accroissement de la production de pétrole brut et de produits raffinés, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des marges réalisées sur l'essence.

Le lecteur trouvera de plus amples renseignements sur les variations des volumes de production et d'autres 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 et facteurs de risque » du présent rapport de gestion et aux notes annexes aux états financiers consolidés.

## PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS

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

### Principaux prix de référence et taux de change<sup>1)</sup>

(\$ US/b, sauf indication contraire)	T1 2019	Variation (%)	T1 2018	T4 2018
<b>Brent</b>				
Moyenne	63,88	(5)	67,18	68,08
Fin de la période	68,39	(3)	70,27	53,80
<b>WTI</b>				
Moyenne	54,90	(13)	62,87	58,81
Fin de la période	60,14	(7)	64,94	45,41
Écart moyen Brent/WTI	8,98	108	4,31	9,27
<b>WCS</b>				
Moyenne	42,53	10	38,59	19,39
Moyenne (\$ CA/b)	56,58	16	48,79	25,60
Fin de la période	50,97	19	42,88	30,69
Écart moyen WTI/WCS	12,37	(49)	24,28	39,42
<b>West Texas Sour (« WTS »)</b>				
Moyenne	53,71	(13)	61,46	52,38
Fin de la période	61,09	-	61,09	38,53
Écart moyen WTI/WTS	1,19	(16)	1,41	6,43
<b>Condensats (CS à Edmonton)</b>				
Moyenne	50,50	(20)	63,04	45,28
Moyenne (\$ CA/b)	67,15	(16)	79,70	59,74
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	4,40	(2 688)	(0,17)	13,53
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	(7,97)	(67)	(24,45)	(25,89)
<b>Mélange non corrosif mixte (« MSW » à Edmonton)</b>				
Moyenne	49,99	(12)	56,98	32,51
Moyenne (\$ CA/b)	66,48	(8)	72,04	42,89
Fin de la période	55,52	(8)	60,63	44,19
<b>Moyenne des prix des produits raffinés</b>				
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	64,15	(12)	73,08	66,65
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	77,10	(5)	81,35	84,25
<b>Marge de raffinage : Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries<sup>2)</sup></b>				
Chicago	13,57	5	12,96	13,43
Groupe 3	14,80	(5)	15,66	14,57
<b>Moyenne des prix du gaz naturel</b>				
Prix AECO <sup>3)</sup> (\$ CA/kpi <sup>3</sup> )	1,94	5	1,85	1,90
Prix NYMEX (\$ US/kpi <sup>3</sup> )	3,15	5	3,00	3,64
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/kpi <sup>3</sup> )	1,69	11	1,52	2,19
<b>Taux de change (\$ US/\$ CA)</b>				
Moyenne	0,752	(5)	0,791	0,758
Fin de la période	0,748	(4)	0,776	0,733

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

2) 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.

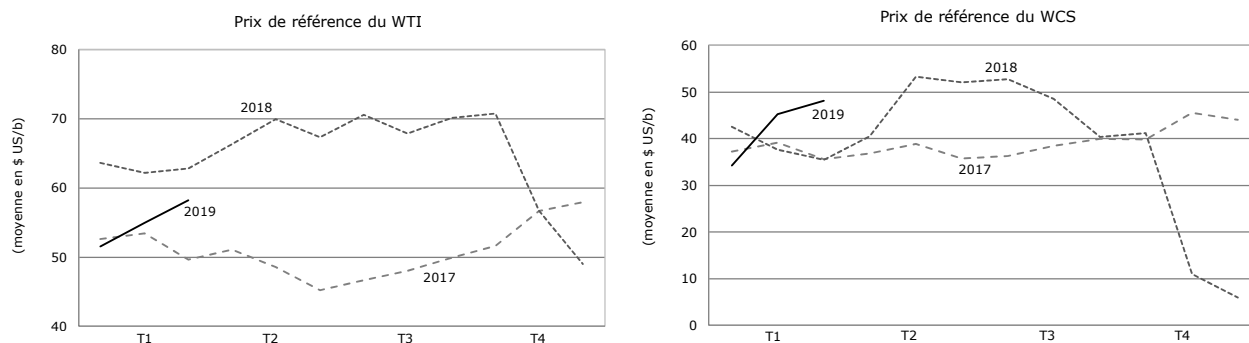
3) Indice mensuel du gaz naturel AECO (Alberta Energy Company).

### Prix de référence – pétrole brut

Au premier trimestre de 2019, les prix de référence moyens du Brent et du WTI ont diminué par rapport à ceux du premier et du quatrième trimestre de 2018. Les prix de références se sont améliorés au cours du trimestre, car les craintes d'une surabondance de l'offre et d'un recul de la demande se sont apaisées, les tensions commerciales entre les États-Unis et la Chine s'étant elles-mêmes calmées. De plus, pour compenser la croissance de l'offre en provenance des États-Unis et équilibrer le marché, les membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») ont réduit leur production pour soutenir les prix. Les prix du pétrole brut ont bénéficié en outre de la crise au Venezuela, qui a entraîné une réduction de l'offre de pétrole brut du pays. La diminution de l'offre de pétrole brut en provenance du Venezuela s'est en effet traduite par une réduction des importations de pétrole brut lourd, ce qui a permis un raffermissement des prix du WCS sur la côte américaine du golfe du Mexique.

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 l'équivalent en dollars canadiens est utilisé pour calculer les taux de redevance relatifs à de nombreux biens pétroliers de la société. Au premier trimestre de 2019, l'écart entre le Brent et le WTI s'est accru par rapport à 2018, car l'offre grandissante en provenance des États-Unis a surpassé la capacité de transport pipeline à Cushing, en Oklahoma.

Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. L'écart moyen entre le WTI et le WCS s'est rétréci au premier trimestre de 2019 par rapport au premier et au quatrième trimestre de 2018. Les écarts de prix sur le pétrole lourd se sont amoindris au premier trimestre de 2019 par suite de la réduction de production imposée par le gouvernement de l'Alberta pour comprimer les écarts qui avaient atteint des sommets encore jamais vus au premier trimestre de 2018 et atténuer le niveau élevé des stocks de pétrole brut. La diminution de la production causée par la réduction de production imposée a entraîné une hausse des prix de référence en Alberta.



Le WTS est un important prix de référence pour le pétrole brut nord-américain qui vise un type de pétrole plus acide et plus lourd que le pétrole brut WTI; il s'agit de la principale composante de la charge d'alimentation à la raffinerie de Borger. L'écart entre les prix de référence du WTI et du WTS s'est rétréci au premier trimestre de 2019 par rapport à la fin de 2018 et à la même période de 2018, en raison de la mise en service d'une capacité additionnelle de transport pipeline qui a contribué à décongestionner le bassin Permian et à assurer l'acheminement du WTS jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique.

La fluidification du bitume au moyen de condensats permet le transport de la production par pipelines. Nos ratios de fluidification, soit les volumes de diluants en pourcentage du total des volumes fluidifiés, ont varié dans une fourchette d'environ 25 % 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.

Les prix de référence moyens des condensats ont été inférieurs à ceux du WTI au premier trimestre de 2019, alors qu'ils étaient supérieurs à ceux-ci à la même période de 2018 à cause des stocks élevés à l'échelle canadienne. Cette baisse est imputable à l'imposition d'une réduction de production et à un accroissement de l'offre au Canada, jumelés à des importations plus élevées que prévu.

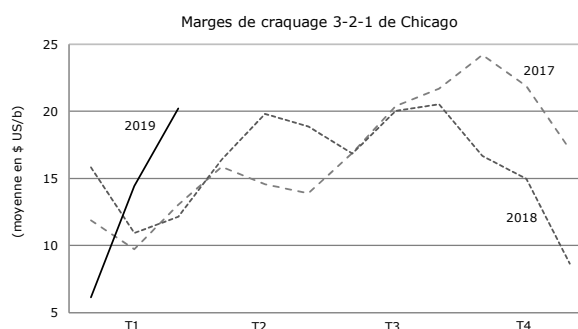
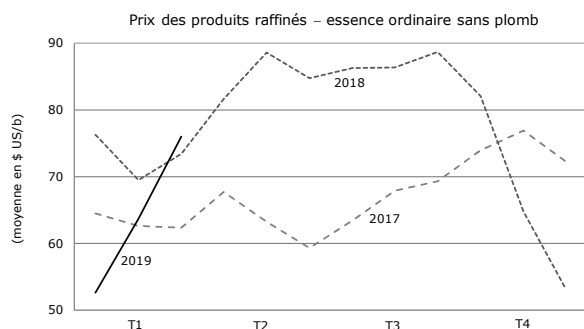
Le MSW est un prix de référence du pétrole brut léger non sulfuré qui est établi en Alberta et qui porte sur la production d'hydrocarbures classiques au Canada, tel que le pétrole brut produit par les actifs de la société situés dans le Deep Basin. Le prix de référence moyen du MSW a baissé au premier trimestre de 2019 par rapport à 2018, ce qui cadre avec la diminution globale des prix moyens pour le brut.

### Prix de référence – raffinage

Les prix de référence que sont le prix de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et le prix du diesel à très faible teneur en soufre à Chicago sont représentatifs des prix des produits raffinés sur le marché intérieur et servent à calculer la marge de craquage de marché 3-2-1 à Chicago. La marge de craquage 3-2-1 sur le marché 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 diminué au premier trimestre de 2019 par rapport au premier trimestre de 2018 essentiellement à cause de la baisse des prix du pétrole brut à l'échelle mondiale. Les marges de craquage des raffineries en Amérique du Nord sont exprimées en fonction du WTI tandis que les prix des produits raffinés sont fondés sur les prix internationaux. C'est pourquoi la vigueur des marges de craquage des raffineries dans le Midwest et à l'intérieur des terres aux États-Unis reflétera l'écart entre les prix de référence du Brent et du WTI. Au premier trimestre de 2019, la marge de craquage 3-2-1 à Chicago a augmenté de 5 %, tandis que la marge de craquage du groupe 3 reculait de 5 % par rapport à la même période de 2018.

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 AECO se sont raffermis au premier trimestre de 2019 par rapport au premier trimestre de 2018 en raison des températures à la baisse, facteur qui a été annulé par l'accroissement de l'offre de gaz naturel en Alberta et les restrictions visant la capacité d'exportation. Le prix moyen au NYMEX a lui aussi augmenté légèrement par rapport au premier trimestre de 2018 par suite de la diminution de l'offre liée à la mise en valeur du gaz de schiste aux États-Unis et du gaz naturel provenant des gisements de pétrole brut.

### Taux de change de référence

Nos produits des activités ordinaires sont exposés au risque de change, car les prix de vente du pétrole brut, des LGN, du gaz naturel et des produits raffinés de la société sont établis en fonction de prix de référence en dollars américains. Le raffermissement du dollar canadien en regard du dollar américain a un effet négatif sur les résultats que nous présentons. De même, à mesure que le dollar canadien se déprécie, il y a des effets positifs sur les résultats que nous présentons. Nos produits des activités ordinaires ainsi que notre dette à long terme sont libellés en dollars américains. Lorsque le dollar canadien s'apprécie, notre dette libellée en dollars américains donne lieu à des profits de change latents à la conversion en dollars canadiens.

Au premier trimestre de 2019, le dollar canadien s'est déprécié en moyenne par rapport au dollar américain, comparativement au premier trimestre de 2018, ce qui a eu une incidence positive d'environ 246 M\$ sur nos produits des activités ordinaires. Le dollar canadien était plus vigoureux au 31 mars 2019 qu'au 31 décembre 2018 par rapport au dollar américain, ce qui a donné lieu à des profits de change latents de 215 M\$ à la conversion de notre dette libellée en dollars américains.

## RÉSULTATS FINANCIERS

### Sommaire des résultats financiers consolidés

Les principales composantes de nos résultats financiers du trimestre clos le 31 mars 2019 ont été la hausse des prix du pétrole brut, la réduction de production obligatoire, l'accroissement de la production des raffineries et la baisse des coûts de fluidification. Les principales mesures de performance sont analysées en détail dans le présent rapport de gestion.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2019	2018 <sup>5)</sup>				2017 <sup>5)</sup>			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>5 004</b>	4 545	5 857	5 832	4 610	5 079	4 386	4 037	3 541
<b>Marge d'exploitation<sup>1)</sup></b>									
Des activités poursuivies	<b>1 239</b>	135	1 191	911	157	1 018	1 097	572	305
Total de la marge d'exploitation	<b>1 239</b>	132	1 192	938	169	1 088	1 214	731	450
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>									
Des activités poursuivies	<b>436</b>	488	1 258	506	(134)	833	481	1 102	195
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	<b>436</b>	485	1 259	533	(123)	900	592	1 239	328
<b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés<sup>2)</sup></b>									
Des activités poursuivies	<b>1 048</b>	(33)	976	747	(53)	796	865	603	183
Total des fonds provenant de l'exploitation ajustés	<b>1 048</b>	(36)	977	774	(41)	866	980	745	323
<b>Résultat d'exploitation<sup>2)</sup></b>									
Des activités poursuivies	<b>69</b>	(1 670)	(41)	(292)	(752)	(533)	240	298	(39)
par action (\$) <sup>3)</sup>	<b>0,06</b>	(1,36)	(0,03)	(0,24)	(0,61)	(0,43)	0,20	0,27	(0,05)
Total du résultat d'exploitation	<b>69</b>	(1 672)	(42)	(272)	(743)	(514)	327	352	(39)
par action (\$) <sup>3)</sup>	<b>0,06</b>	(1,36)	(0,03)	(0,22)	(0,60)	(0,42)	0,27	0,32	(0,05)
<b>Résultat net</b>									
Des activités poursuivies	<b>110</b>	(1 350)	(242)	(410)	(914)	(776)	275	2 558	211
par action (\$) <sup>3)</sup>	<b>0,09</b>	(1,10)	(0,20)	(0,33)	(0,74)	(0,63)	0,22	2,30	0,25
Total du résultat net	<b>110</b>	(1 356)	(241)	(418)	(654)	620	(82)	2 617	211
par action (\$) <sup>3)</sup>	<b>0,09</b>	(1,10)	(0,20)	(0,34)	(0,53)	0,50	(0,07)	2,35	0,25
<b>Dépenses d'investissement<sup>4)</sup></b>									
Des activités poursuivies	<b>317</b>	276	271	294	522	557	396	277	225
Total des dépenses d'investissement	<b>317</b>	276	271	292	524	583	438	327	313
<b>Dividendes</b>	<b>61</b>	62	61	62	60	61	62	61	41
par action (\$) <sup>3)</sup>	<b>0,05</b>	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

1) Total partiel présenté aux notes 1 et 7 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) Résultat de base et dilué par action.

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

5) Nous avons adopté IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

### Produits des activités ordinaires

(en millions de dollars)

#### Produits des activités ordinaires du trimestre clos le 31 mars 2018

Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :

Sables bitumineux

Deep Basin

Raffinage et commercialisation

Activités non sectorielles et éliminations

**4 610**

**(98)**

**(18)**

**457**

**53**

#### Produits des activités ordinaires du trimestre clos le 31 mars 2019

**5 004**

Les produits tirés des activités en amont ont diminué au premier trimestre de 2019 par rapport à ceux de 2018 à cause de la baisse des volumes de vente et de la hausse des redevances, en partie annulées par l'augmentation des prix réalisés.

Les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté de 20 % par rapport au premier trimestre de 2018. Les produits tirés du raffinage se sont accrus grâce à une augmentation de la production de produits raffinés, en partie contrebalancée par la baisse des prix des produits raffinés. Les produits tirés des ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers effectuées par notre groupe de commercialisation ont



augmenté au premier trimestre de 2019 par rapport à 2018 en raison de la progression des volumes de pétrole brut et de gaz naturel vendus et de la hausse des prix.

Les produits tirés du secteur Activités non sectorielles et éliminations se rapportent aux ventes de gaz naturel et de pétrole brut 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 aux notes 1 et 7 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 de nos actifs. La marge d'exploitation correspond aux produits des activités ordinaires, déduction faite des produits achetés, des frais de transport et de fluidification et des charges d'exploitation, plus les profits réalisés liés à la gestion des risques, moins les pertes réalisées sur ces opérations. Les éléments du secteur Activités non sectorielles et éliminations sont exclus du calcul de la marge d'exploitation.

(en millions de dollars)

#### Produits des activités ordinaires

(Ajouter) déduire :

Produits achetés

Transport et fluidification

Charges d'exploitation

(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques

#### Marge d'exploitation provenant des activités poursuivies

Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)

#### Total de la marge d'exploitation

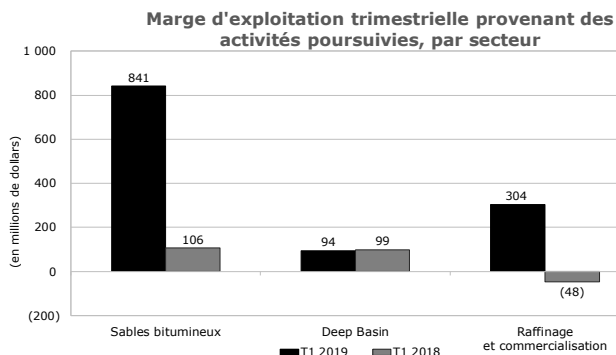
#### Trimestres clos les 31 mars

	2019	2018 <sup>1)</sup>
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>5 145</b>	4 804
Produits achetés	2 163	1 957
Transport et fluidification	1 166	1 517
Charges d'exploitation	596	705
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(19)	468
<b>Marge d'exploitation provenant des activités poursuivies</b>	<b>1 239</b>	157
Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)	-	12
<b>Total de la marge d'exploitation</b>	<b>1 239</b>	169

1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

La marge d'exploitation provenant des activités poursuivies a augmenté au premier trimestre de 2019 par rapport à 2018, principalement en raison des facteurs suivants :

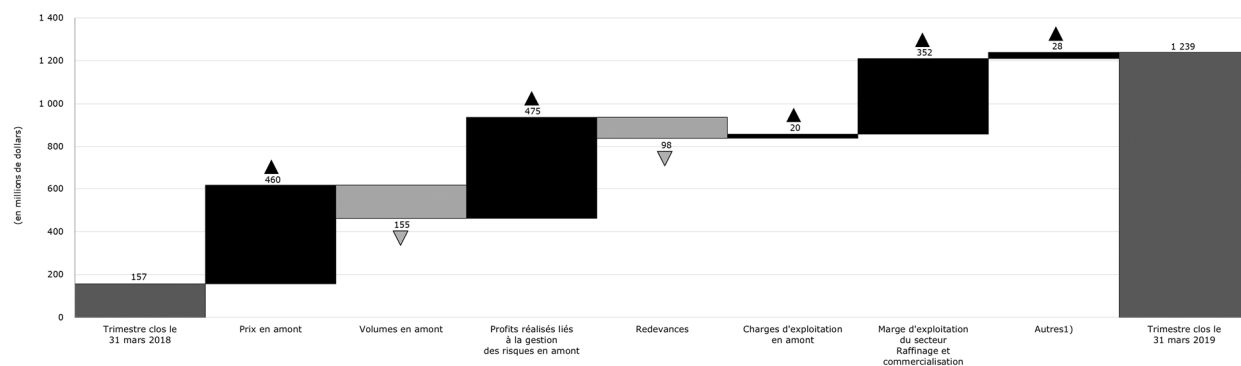
- l'accroissement du prix de vente moyen des liquides et du gaz naturel;
- la progression de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation grâce à la réduction des charges d'exploitation, à l'avantage plus marqué sur le pétrole brut et à la hausse des taux de production du brut;
- une diminution des charges d'exploitation en amont;
- des profits réalisés liés à la gestion des risques de 19 M\$ (pertes réalisées liées à la gestion des risques de 468 M\$ en 2018);



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

- la baisse des volumes de vente;
- l'accroissement des redevances, principalement du fait que Christina Lake a atteint le stade de récupération des coûts en août 2018 et par suite de la hausse des produits des activités ordinaires à Foster Creek et à Christina Lake.

## Variation de la marge d'exploitation provenant des activités poursuivies



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

D'autres renseignements sur les facteurs expliquant la variation de la marge d'exploitation provenant des activités poursuivies figurent à la 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. Les éléments hors trésorerie du fonds de roulement sont composés des débiteurs, des stocks, de l'impôt sur le résultat à recouvrer, des créditeurs et du passif d'impôt. La variation nette des autres actifs et des autres passifs se compose des coûts de remise en état des lieux et de la capitalisation des régimes de retraite.

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

(en millions de dollars)

#### Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation<sup>1)</sup>

(Ajouter) déduire :

Variation nette des autres actifs et des autres passifs

Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement

#### Fonds provenant de l'exploitation ajustés<sup>1)</sup>

Trimestres clos les 31 mars

2019 2018<sup>2)</sup>

436 (123)

(21) (18)

(591) (64)

**1 048 (41)**

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

2) Nous avons adopté IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont été plus élevés qu'au premier trimestre de 2018 en raison de la hausse de la marge d'exploitation, mentionnée plus haut, et de la baisse des frais généraux et des frais d'administration du fait surtout des indemnités de départ de 43 M\$ engagées au premier trimestre de 2018. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une augmentation de la charge d'impôt exigible.

Au premier trimestre de 2019, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement s'explique par une augmentation des débiteurs découlant de la hausse des coûts de fluidification du pétrole brut et l'accroissement des stocks lié à une augmentation des volumes et des coûts des produits, facteurs en partie annulés par une hausse des créditeurs. Pour le trimestre clos le 31 mars 2018, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement était essentiellement attribuable à la diminution des créditeurs et du passif d'impôt, neutralisée en partie par la baisse des débiteurs.

### Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est une mesure hors PCGR qui, comme elle élimine les éléments autres que d'exploitation, permet d'assurer la comparabilité de la performance financière sous-jacente de la société d'une période à l'autre. Le résultat d'exploitation correspond au résultat avant impôt, compte non tenu du profit ou de la perte sur les activités abandonnées, du profit lié à la réévaluation, des profits ou des pertes latents liés à la gestion des risques sur des instruments dérivés, des profits ou des pertes de change latents à la conversion des billets libellés en dollars américains émis au Canada, des profits ou des pertes de change au règlement d'opérations intersociétés et des profits ou des pertes à la sortie d'actifs, déduction faite de l'impôt sur le résultat d'exploitation avant impôt,

compte non tenu de l'incidence des changements apportés aux taux d'imposition prévus par la loi et de la comptabilisation d'une augmentation de la base fiscale aux États-Unis.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2019	2018 <sup>3)</sup>
<b>Résultat provenant des activités poursuivies, avant impôt</b>	<b>157</b>	(1 072)
Ajouter (déduire) :		
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques <sup>1)</sup>	236	(139)
(Profit) perte de change latent autre que d'exploitation <sup>2)</sup>	(209)	264
(Profit) perte à la sortie d'actifs	5	-
Autres	-	(1)
<b>Résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies, avant impôt</b>	<b>189</b>	(948)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	120	(196)
<b>Résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies</b>	<b>69</b>	(752)
Résultat d'exploitation provenant des activités abandonnées	-	9
<b>Total du résultat d'exploitation</b>	<b>69</b>	(743)

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

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

3) Nous avons adopté IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

Le bénéfice d'exploitation provenant des activités poursuivies a augmenté au premier trimestre de 2019 par rapport à 2018 surtout en raison de la hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés, mentionnée plus haut, de la diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement et d'une baisse de la provision au titre de contrats déficitaires. Ces facteurs ont été en partie annulés par une perte de 263 M\$ au titre de la réévaluation du paiement éventuel comparativement à une perte de 117 M\$ en 2018, une hausse des charges au titre des primes d'intéressement à long terme hors trésorerie et une perte de charge réalisée autre que d'exploitation de 28 M\$ contre un profit de 3 M\$ en 2018.

## Résultat net

(en millions de dollars)

<b>Résultat net provenant des activités poursuivies du trimestre clos le 31 mars 2018<sup>1)</sup></b>	<b>(914)</b>
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :	
Marge d'exploitation provenant des activités poursuivies	1 082
Activités non sectorielles et éliminations	
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques	(375)
Profit (perte) de change latent	511
Réévaluation du paiement éventuel	(146)
Profit (perte) à la sortie d'actifs	(5)
Charges <sup>2)</sup>	96
Amortissement et épuisement	69
Coûts de prospection	(3)
Produit (charge) d'impôt sur le résultat	(205)
<b>Résultat net provenant des activités poursuivies du trimestre clos le 31 mars 2019</b>	<b>110</b>

1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

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

Le résultat net de 110 M\$ provenant des activités poursuivies au premier trimestre de 2019 a augmenté principalement en raison des facteurs suivants :

- le résultat d'exploitation plus élevé mentionné plus haut;
- les profits de change autres que d'exploitation de 209 M\$ contre des pertes de 264 M\$ en 2018.

Ces hausses du résultat net provenant des activités poursuivies pour 2019 ont été en partie contrebalancées par des pertes latentes liées à la gestion des risques de 236 M\$ comparativement à des profits de 139 M\$ en 2018, ainsi que par une charge d'impôt différée de 41 M\$ contre un produit de 104 M\$ en 2018.

## Total des dépenses d'investissement

(en millions de dollars)

Sables bitumineux	
Deep Basin	
Raffinage et commercialisation	
Activités non sectorielles et éliminations	
<b>Dépenses d'investissement liées aux activités poursuivies</b>	
Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)	
<b>Total des dépenses d'investissement<sup>1)</sup></b>	

### Trimestres clos les 31 mars

	2019	2018 <sup>2)</sup>
	214	318
	14	145
	55	53
	34	6
	317	522
	-	2
	317	524

- 1) Comprennent les dépenses liées aux immobilisations corporelles, aux actifs de prospection et d'évaluation et aux actifs détenus en vue de la vente.
- 2) Nous avons adopté IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique » pour en savoir plus sur le sujet.

Les dépenses d'investissement du premier trimestre ont été inférieures à celles de 2018, ce qui reflète la révision à la baisse de notre programme d'investissement, notre volonté constante de gérer nos capitaux avec rigueur, la diminution des dépenses consacrées à la phase G de Christina Lake, achevée en mars 2019, et la contraction du programme d'investissements de maintien et de forage. Les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont 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 et l'achèvement de la construction de la phase G de Christina Lake. La plus grande partie des dépenses d'investissement du Deep Basin ont été consacrées aux infrastructures, aux équipements et aux activités de raccordement des plateformes d'exploitation.

Les dépenses d'investissement du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté au premier trimestre de 2019 en raison de travaux de maintenance non prévus liés à l'incendie à la raffinerie de Wood River, compensés par le moment où les dépenses ont été effectuées à Borger par rapport au premier trimestre de 2018.

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

Nous continuons de nous affaïrer à désendetter notre bilan. En plus de notre volonté de réduire la dette, nous sommes à l'affût d'occasions de rationaliser notre portefeuille d'actifs et recherchons activement de nouvelles possibilités de réductions de coûts.

Lorsque la dette au bilan correspondra mieux à notre cible, nous pourrions revenir à notre approche méthodique à l'égard de la répartition des capitaux, qui fait notamment appel à l'établissement de priorités concernant l'affectation des liquidités, comme suit :

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

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

(en millions de dollars)

Fonds provenant de l'exploitation ajustés <sup>1)</sup>	
Total des dépenses d'investissement <sup>1)</sup>	
Fonds provenant de l'exploitation disponibles <sup>1), 2)</sup>	
Dividendes en numéraire	

### Trimestres clos les 31 mars

	2019	2018 <sup>3)</sup>
	1 048	(41)
	317	524
	731	(565)
	61	60
	670	(625)

- 1) Y compris ceux du secteur Hydrocarbures classiques, qui est comptabilisé dans les activités abandonnées.
- 2) Les fonds provenant de l'exploitation disponibles sont une mesure hors PCGR correspondant aux fonds provenant de l'exploitation ajustés, déduction faite des dépenses d'investissement.
- 3) Nous avons adopté IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

En 2019, nous nous attendons à engager des dépenses de 1,2 G\$ à 1,4 G\$, ce qui cadre avec le montant initialement établi dans nos prévisions du 10 décembre 2018. Nos prévisions mises à jour datées du 23 avril 2019 peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com).

Nous prévoyons que les dépenses d'investissement et les dividendes en numéraire de 2019 seront financés à l'aide des flux de trésorerie générés en interne et des fonds en caisse.

## SECTEURS À PRÉSENTER

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

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

**Deep Basin**, qui se compose d'environ 2,8 millions d'acres nettes de terrains riches en gaz naturel et en LGN essentiellement situés dans les secteurs opérationnels d'Elmworth Wapiti, de Kaybob-Edson et de Clearwater. Les actifs sont situés en Alberta et en Colombie-Britannique et comprennent des participations dans de nombreuses installations de traitement du gaz naturel.

**Raffinage et commercialisation**, qui est responsable du transport et de la vente de pétrole brut et de son raffinage en produits pétroliers et chimiques. Cenovus détient deux raffineries situées aux États-Unis conjointement avec l'exploitant, Phillips 66, société ouverte américaine non apparentée. Qui plus est, Cenovus est propriétaire-exploitant d'un terminal de transport ferroviaire de pétrole brut en Alberta. Ce secteur coordonne les activités de commercialisation et de transport de Cenovus visant à optimiser la gamme de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle. La commercialisation de pétrole brut et de gaz naturel provenant du Canada, y compris les ventes de produits physiques réglées aux États-Unis, est considérée comme une opération conclue par une entreprise canadienne. L'achat et la vente de pétrole brut et de gaz naturel produits aux États-Unis sont attribués aux États-Unis.

**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 comprennent les ajustements au titre de la consommation interne de gaz naturel entre les secteurs, les services de transbordement fournis au secteur Sables bitumineux par le terminal ferroviaire de la société, la production de pétrole brut servant de charge d'alimentation pour le secteur Raffinage et commercialisation et le résultat intersectoriel latent sur les stocks. Les éliminations sont constatées aux prix de cession interne en fonction des prix du marché courants.

Au 5 janvier 2018, tous les actifs du secteur Hydrocarbures classiques avaient été vendus. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion pour en savoir plus sur le sujet.

### Produits des activités ordinaires par secteur à présenter

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2019	2018
Sables bitumineux	2 250	2 348
Deep Basin	206	224
Raffinage et commercialisation	2 689	2 232
Activités non sectorielles et éliminations	(141)	(194)
	<u>5 004</u>	<u>4 610</u>

## SABLES BITUMINEUX

Les principaux événements qui ont eu une incidence sur le secteur Sables bitumineux au premier trimestre de 2019, par rapport à 2018, sont les suivants :

- nous avons géré le total de la production pour qu'il respecte la réduction obligatoire;
- nous avons enregistré un prix net opérationnel relatif au pétrole brut de 27,88 \$ le baril, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques, soit un gain de 63 % par rapport à 2018;
- les charges d'exploitation unitaires se sont établies à 9,06 \$ le baril, en hausse de 3 % par rapport à 2018, à cause de la réduction des volumes de vente et de la hausse des coûts du carburant liée à l'augmentation des prix du gaz naturel;
- nous avons investi 214 M\$, qui ont été consacrés à la phase G de Christina Lake, laquelle a été achevée avant la date prévue et a exigé moins de capitaux que prévu, ainsi qu'à des investissements de maintien. L'injection de vapeur à la phase G s'est déroulée en janvier. Le démarrage de la plateforme d'exploitation de la phase G de Christina Lake dépendra du moment où la réduction de production obligatoire sera levée, d'une amélioration soutenue de l'accès aux marchés et des prix de référence du pétrole lourd;
- nous avons réalisé une marge d'exploitation de 841 M\$, soit une hausse de 735 M\$ découlant d'une augmentation des prix de vente réalisés moyens, d'une diminution des frais de transport et de fluidification et des profits réalisés liés à la gestion des risques de 12 M\$ contre des pertes de 454 M\$ en 2018, facteurs qui ont été annulés en partie par la hausse des redevances et la baisse des volumes de vente.

## Sables bitumineux – pétrole brut

### Résultats financiers

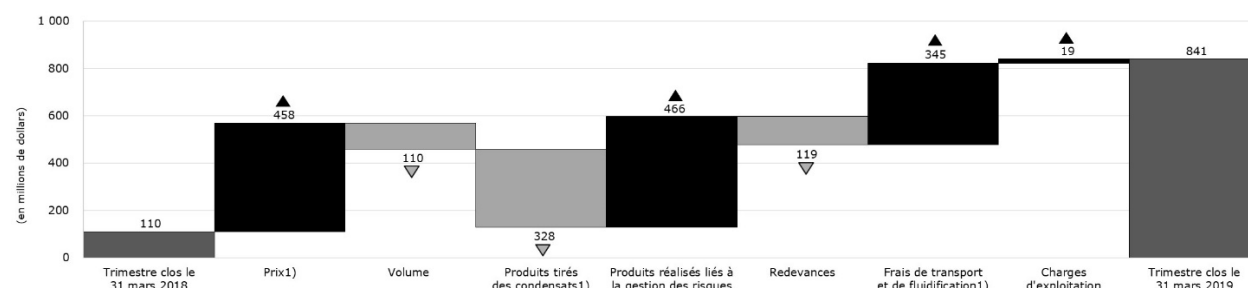
(en millions de dollars)

	Trimestres clos les 31 mars	
	2019	2018 <sup>1), 2)</sup>
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>2 423</b>	2 403
Déduire : Redevances	177	58
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>2 246</b>	2 345
<b>Charges</b>		
Transport et fluidification	1 147	1 492
Activités d'exploitation	270	289
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(12)	454
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>841</b>	110
Dépenses d'investissement	214	317
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>627</b>	(207)

1) Exclusion faite des résultats du bien de gaz naturel d'Athabasca.

2) Nous avons adopté IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

### Variation des marges d'exploitation



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

### Produits des activités ordinaires

#### Prix

Au premier trimestre de 2019, le prix de vente réalisé moyen du pétrole brut a monté, passant à 49,67 \$ le baril (34,27 \$ le baril en 2018). Même si les prix de référence du WTI ont diminué par rapport au premier trimestre de 2018, la compression des écarts de prix sur le pétrole lourd a fait monter notre prix réalisé sur le pétrole brut. En effet, l'écart de prix entre le WTI et le WCS s'est amoindri, pour se chiffrer à un escompte de 12,37 \$ US le baril (24,28 \$ US le baril en 2018), et l'écart entre le WCS et le Christina Dilbit Blend (« CDB ») s'est aussi rétréci, pour s'établir à un escompte de 1,78 \$ US le baril (2,68 \$ US le baril en 2018).

Le prix de vente réalisé du pétrole brut dépend notamment du coût des condensats employés pour la fluidification. Nos ratios de fluidification se situent dans une fourchette de 25 % à 33 %. Lorsque le coût des condensats augmente par rapport au prix du pétrole brut dilué, notre prix de vente pour le bitume diminue. En raison de la forte demande de condensats à Edmonton, nous achetons aussi des condensats sur le marché des États-Unis. Ainsi, notre coût moyen des condensats dépasse habituellement le prix de référence d'Edmonton en raison du transport entre les divers marchés et jusqu'aux champs pétroliers. De plus, il peut s'écouler jusqu'à trois mois entre le moment où nous achetons les condensats et celui où nous les mélangeons avec notre production. Le contexte de hausse des prix du pétrole brut est généralement favorable à notre prix de vente pour le bitume, puisque nous utilisons des condensats achetés plus tôt au cours de l'exercice à un prix plus bas.

#### Volumes de production

(b/j)

Foster Creek  
Christina Lake

	Trimestres clos les 31 mars		
	2019	Variation (%)	
		2018	
	<b>154 156</b>	(2)	157 390
	<b>188 824</b>	(7)	202 276
	<b>342 980</b>	(5)	359 666

Les niveaux de production du premier trimestre de 2019 ont été touchés par la réduction de production imposée par le gouvernement. Au premier trimestre de 2018, nous avons délibérément réduit les niveaux de production à cause des contraintes limitant l'accès aux marchés et de la faiblesse des prix du pétrole brut.

## Condensats

Le bitume produit à l'heure actuelle par Cenovus doit être mélangé à des condensats qui en réduisent la consistance avant son transport par pipeline en vue de sa commercialisation. Les produits des activités ordinaires représentent la valeur totale du pétrole brut fluidifié vendu et tiennent compte de la valeur des condensats. Étant donné le rétrécissement de l'écart entre le WCS et les condensats en 2019, la proportion du coût des condensats récupéré a augmenté. Le total des volumes de condensats utilisés a diminué par suite de la baisse des volumes de vente.

## 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.

En ce qui concerne les projets qui n'ont 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.

Le stade de la récupération des coûts est atteint dès que le cumul des produits des activités ordinaires du projet dépasse le cumul des coûts déductibles du projet. Les redevances d'un projet ayant atteint le stade de récupération des coûts 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 produits tirés des ventes, moins le coût des diluants et les frais de transport. Les profits nets sont tributaires des produits tirés des ventes, moins le coût des diluants, les frais de transport, ainsi que les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement autorisées.

Foster Creek et Christina Lake sont des projets ayant atteint le stade de récupération des coûts, notre actif de Christina Lake ayant atteint ce stade au troisième trimestre de 2018.

### Taux de redevance réels

(en pourcentage)	Trimestres clos les 31 mars	
	2019	2018
Foster Creek	10,9	10,4
Christina Lake	17,4	2,3

Les redevances ont augmenté de 119 M\$ au premier trimestre de 2019 par rapport à 2018. À Foster Creek et à Christina Lake, les redevances ont augmenté principalement parce que Christina Lake a atteint le stade de récupération des coûts en août 2018 et que les prix de vente réalisés ont monté. Ces facteurs ont été en partie annulés par la baisse du prix de référence moyen annuel du WTI (dont le taux de redevance est tributaire) et la réduction des volumes de vente.

## Charges

### Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont diminué de 345 M\$ par rapport à ceux du premier trimestre de 2018. Les frais de fluidification ont baissé surtout grâce à la diminution des prix des condensats au premier trimestre de 2019 par rapport à 2018 et à un recul des volumes de condensats requis imputable à la production moindre.

### Frais de transport unitaires

À Foster Creek, les frais de transport ont augmenté de 0,46 \$ le baril à cause de l'accroissement du transport ferroviaire, en partie compensé par l'effet de l'adoption d'IFRS 16 et la diminution des volumes de vente. À Christina Lake, les frais de transport se sont établis à 4,46 \$ le baril, soit une baisse de 7 % par rapport à 2018 liée à la diminution des volumes de vente et à l'adoption d'IFRS 16, facteurs qui ont été annulés en partie par la hausse des coûts du transport ferroviaire.

### Charge d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier trimestre de 2019 ont été les coûts du carburant, de la main-d'œuvre, des produits chimiques, des réparations et de la maintenance et des reconditionnements. Le total des charges d'exploitation a diminué de 19 M\$, surtout en raison de la baisse des coûts de la main-d'œuvre, de la réduction des coûts d'entretien des puits, du remplacement d'un moins grand nombre de pompes et du recul des coûts de produits chimiques lié à la diminution de la production de pétrole. De plus, les coûts du carburant ont monté à cause de la hausse des prix et de la consommation de gaz naturel associée à notre volonté d'atteindre nos cibles supérieures en matière d'injection de vapeur et de pression dans les réservoirs.

## Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Trimestres clos les 31 mars		
	2019	Variation (%)	2018 <sup>1)</sup>
<b>Foster Creek</b>			
Carburant	3,13	13	2,77
Autres coûts	7,31	(6)	7,74
Total	10,44	(1)	10,51
<b>Christina Lake</b>			
Carburant	2,80	19	2,35
Autres coûts	5,04	-	5,03
Total	7,84	6	7,38
<b>Total</b>	<b>9,06</b>	<b>3</b>	<b>8,78</b>

1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

À Foster Creek et à Christina Lake, les coûts du carburant par baril ont augmenté au premier trimestre de 2019 par suite surtout de la baisse des volumes de vente et de la hausse des prix et de la consommation de gaz naturel. Par ailleurs, à Foster Creek, les charges d'exploitation autres que le carburant par baril ont diminué surtout en raison d'une réduction des dépenses liées à la main-d'œuvre, du nombre moindre de reconditionnements et d'une réduction des travaux de réparation et de maintenance, facteurs atténués par la baisse des volumes de vente. À Christina Lake, les charges d'exploitation autres que le carburant par baril ont été comparables à celles de 2018, la réduction des coûts de la main-d'œuvre et des produits chimiques ayant été annulée par la baisse des volumes de vente.

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

(\$/baril)	Foster Creek		Christina Lake	
	2019	2018 <sup>2)</sup>	2019	2018 <sup>2)</sup>
Prix de vente	51,99	39,29	47,63	30,20
Redevances	4,45	3,17	7,30	0,59
Transport et fluidification	9,39	8,93	4,46	4,78
Charges d'exploitation	10,44	10,51	7,84	7,38
<b>Prix nets opérationnels, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>27,71</b>	16,68	<b>28,03</b>	17,45
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	0,39	(13,53)	0,42	(13,99)
<b>Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>28,10</b>	3,15	<b>28,45</b>	3,46

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

2) Nous avons adopté IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

## Gestion des risques

Les positions de gestion des risques du premier trimestre de 2019 ont donné lieu à des profits réalisés de 12 M\$ (pertes réalisées de 454 M\$ en 2018), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient inférieurs aux prix contractuels de Cenovus.

## Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2019	2018 <sup>3)</sup>
Foster Creek	71	139
Christina Lake	121	164
Autres <sup>1)</sup>	192	303
<b>Dépenses d'investissement<sup>2)</sup></b>	<b>214</b>	<b>318</b>

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

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

3) Nous avons adopté IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique » pour en savoir plus sur le sujet.

Les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux se sont établies à 214 M\$ et ont été axées sur un programme de puits et de forage moins ambitieux et l'achèvement de la construction de la phase G de Christina Lake. À Foster Creek, les dépenses d'investissement visaient surtout des investissements de maintien liés à la production actuelle et aux puits stratigraphiques. À Christina Lake, les dépenses d'investissement ont été consacrées surtout à l'achèvement de la construction de la phase G, aux investissements de maintien portant sur la production existante et aux puits stratigraphiques.



## Travaux de forage

Trimestres clos les 31 mars	Puits de forage stratigraphique bruts		Puits productifs bruts <sup>1)</sup>	
	2019	2018	2019	2018
Foster Creek	14	43	-	8
Christina Lake	18	63	5	14
	32	106	5	22
Autres	14	2	-	-
	46	108	5	22

1) Les paires de puits de drainage par gravité au moyen de la vapeur 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

À Foster Creek, les phases A à G sont actuellement en production. Nous prévoyons que les dépenses d'investissement s'établiront entre 250 M\$ et 300 M\$ en 2019. Nous entendons continuer de les consacrer à des investissements de maintien visant la production existante.

À Christina Lake, les phases A à F sont en production. La société prévoit que les dépenses d'investissement s'établiront entre 425 M\$ et 475 M\$ en 2019 et seront axées sur les investissements de maintien. Les travaux de construction sur place de la phase G, d'une capacité nominale initiale de 50 000 barils par jour, se sont achevés à la fin du premier trimestre de 2019, et l'injection de vapeur a commencé. Nous avons une certaine latitude quant à la date de mise en production progressive de cette phase. Nous prendrons en considération certains facteurs, à savoir si la réduction de production imposée est levée et que l'accès aux marchés ainsi que les prix de référence du pétrole lourd se sont améliorés de façon soutenue.

Nous prévoyons de consacrer des capitaux minimaux à la phase H de Foster Creek, à la phase H de Christina Lake et à Narrows Lake en 2019, pour poursuivre l'avancement des travaux en vue de l'obtention de l'aval des organismes de réglementation.

En 2019, les dépenses d'investissement consacrées à la technologie et à diverses autres activités devraient se situer entre 55 M\$ et 65 M\$; elles viseront la poursuite de mesures stratégiques clés qui devraient se révéler avantageuses sur le plan des coûts comme sur le plan environnemental. Nous poursuivrons notamment les travaux relatifs aux solvants et à la valorisation partielle ainsi qu'à l'avancement de la conception de notre nouvelle installation de sables bitumineux. Les prévisions datées du 23 avril 2019 peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com).

### Amortissement et épuisement

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction du total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement tient compte des dépenses engagées jusqu'à maintenant et des dépenses de mise en valeur estimatives qu'il faudra encore engager pour mettre en valeur les réserves prouvées. Ce taux, qui est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué aux volumes de vente et sert à déterminer la charge d'amortissement et d'épuisement d'une période donnée. Nous sommes d'avis que cette méthode de calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement attribuée à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement moyen réel de la société s'est situé entre 9,16 \$ et 11,97 \$ le bep.

Nous amortissons les actifs au titre de droits d'utilisation selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimative ou la durée du contrat de location, selon la plus courte des deux.

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 mentionné plus haut 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 actifs en amont et les actifs au titre de droits d'utilisation découlant de l'adoption d'IFRS 16, qui sont amortis selon le mode linéaire. 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 2018 et les états financiers consolidés intermédiaires.

Les coûts de mise en valeur future ont augmenté à cause des capitaux additionnels requis pour améliorer la récupération et mettre en valeur des zones productrices minces à Christina Lake et à Foster Creek, ainsi que de l'accroissement des investissements de maintien à Foster Creek qui a entraîné une hausse des taux d'épuisement.

Au premier trimestre de 2019, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux s'est établie à 369 M\$, soit une hausse de 7 M\$ par rapport à la même période de 2018 imputable à la comptabilisation des actifs au titre de droits d'utilisation et à une augmentation du taux d'épuisement moyen par rapport à 2018,

facteurs qui ont été annulés en partie par la baisse des volumes de vente. En 2019, notre taux d'épuisement s'est chiffré en moyenne à environ 11,20 \$ par bep (10,65 \$ par bep en 2018).

## DEEP BASIN

Les principaux événements qui ont eu une incidence sur le secteur Deep Basin au premier trimestre de 2019, par rapport à 2018, sont les suivants :

- nous avons produit 104 290 bep par jour, ce qui représente une baisse de 18 % par rapport à 2018 causée par la sortie de CPP et la diminution des dépenses d'investissement;
- nous avons consacré des investissements de 14 M\$ axés principalement sur les infrastructures, les équipements et les activités de raccordement des plateformes d'exploitation;
- nous avons enregistré un prix net opérationnel de 9,10 \$ le bep, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques;
- nous avons dégagé une marge d'exploitation de 94 M\$, soit une diminution de 5 M\$ découlant de la réduction des volumes et de l'augmentation des charges d'exploitation, facteurs qui ont été atténués en partie par la baisse des redevances, les opérations réalisées au titre de la gestion des risques, les frais de transport et de fluidification et la hausse des prix de vente.

### Résultats financiers

(en millions de dollars)

#### Chiffre d'affaires brut

Déduire : Redevances

#### Produits des activités ordinaires

#### Charges

Transport et fluidification

Activités d'exploitation

(Profit) perte lié à la gestion des risques

#### Marge d'exploitation

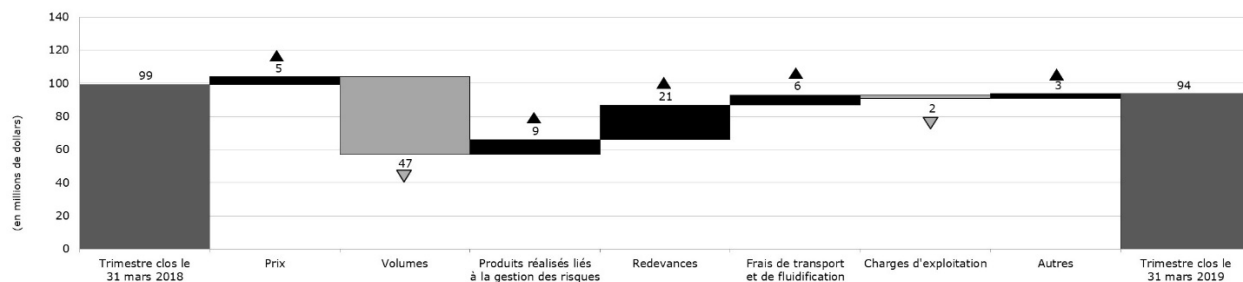
Dépenses d'investissement

#### Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes

#### Trimestres clos les 31 mars

	2019	2018
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>220</b>	259
Déduire : Redevances	14	35
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>206</b>	224
<b>Charges</b>		
Transport et fluidification	19	25
Activités d'exploitation	93	91
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	9
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>94</b>	99
Dépenses d'investissement	14	145
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>80</b>	(46)

### Variation de la marge d'exploitation



### Produits des activités ordinaires

#### Prix

	Trimestres clos les 31 mars	
	2019	2018
Pétrole léger et moyen (\$/b)	59,79	67,30
LGN (\$/b)	28,53	37,73
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	2,89	2,23
<b>Total d'équivalent de pétrole (\$/bep)</b>	<b>21,86</b>	21,68

Au premier trimestre de 2019, les produits des activités ordinaires tiennent compte de produits liés aux frais de traitement de 15 M\$ (12 M\$ en 2018) relativement aux participations de Cenovus dans les installations de traitement du gaz naturel. Nous n'incluons pas les produits tirés des frais de traitement dans nos mesures de prix unitaires ni dans nos prix nets opérationnels.

## Volumes de production

	Trimestres clos les 31 mars	
	2019	2018
<b>Liquides</b>		
Pétrole brut (b/j)	4 820	6 517
LGN (b/j)	23 183	28 962
	<b>28 003</b>	35 479
<b>Gaz naturel (Mpi<sup>3</sup>/j)</b>	<b>458</b>	549
<b>Production totale (bep/j)</b>	<b>104 290</b>	127 056
Production de gaz naturel (% par rapport au total)	73	72
Production de liquides (% par rapport au total)	27	28

Au premier trimestre de 2019, la production des actifs du Deep Basin s'est établie à 104 290 bep par jour, soit une baisse de 18 % par rapport à 2018 causée par la sortie de CPP, la réduction des dépenses d'investissement, les baisses naturelles et les périodes d'arrêt liées au temps froid.

## Redevances

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

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

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

Au premier trimestre de 2019, notre taux de redevance réel s'est établi à 11,7 % pour les liquides et à 3,4 % pour le gaz naturel (23,1 % pour les liquides et 6,0 % pour le gaz naturel en 2018). Le recul des taux s'explique par les ajustements effectués par la Couronne à la période précédente et les réductions de production.

## Charges

### Transport

Au premier trimestre de 2019, les frais de transport se sont chiffrés en moyenne à 2,06 \$ par bep, contre 2,21 \$ par bep en 2018. Nos frais de transport correspondent aux coûts que nous engageons pour acheminer le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel du lieu de leur production jusqu'à l'endroit où les produits sont vendus. La plus grande partie de la production du Deep Basin est vendue sur le marché albertain.

### Charge d'exploitation

Les principales composantes de nos charges d'exploitation ont été le coût de la main-d'œuvre, les réparations et la maintenance, les taxes foncières, les coûts de location et les frais de traitement. Au premier trimestre de 2019, les charges d'exploitation se sont chiffrées en moyenne à 9,24 \$ par bep (7,36 \$ par bep en 2018). L'augmentation des charges d'exploitation unitaires est imputable à la baisse des volumes de vente liée à la sortie de CPP, à la hausse des taxes foncières et des coûts de location et à l'augmentation des tarifs d'électricité, facteurs qui ont été contrés en partie par la diminution des activités de réparation et de maintenance.

## Prix nets opérationnels

(\$/bep)	Trimestres clos les 31 mars	
	2019	2018
Prix de vente	21,86	21,68
Redevances	1,43	3,09
Transport et fluidification	2,06	2,21
Charges d'exploitation	9,24	7,36
Taxe sur la production et impôts miniers	0,03	0,03
<b>Prix nets opérationnels, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>9,10</b>	8,99
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(0,01)	(0,80)
<b>Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>9,09</b>	8,19

### Gestion des risques

Les opérations réalisées au titre de la gestion des risques au premier trimestre de 2019 ont eu une incidence minimale (pertes réalisées de 9 M\$ en 2018).

### Deep Basin – dépenses d'investissement

Au cours des trois premiers mois de 2019, nous avons surtout consacré nos investissements aux infrastructures, aux équipements et aux activités de raccordement. Nous avons investi 14 M\$ au cours du trimestre contre 145 M\$ en 2018. En 2018, nous avons mis l'accent sur le programme de forage de puits horizontaux ainsi que sur des installations et des infrastructures pour soutenir la croissance de la production provenant de nos principales zones mises en valeur.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2019	2018
Forage et conditionnement	1	94
Installations	5	35
Autres	8	16
<b>Dépenses d'investissement<sup>1)</sup></b>	<b>14</b>	145

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

### Activités de forage

Le tableau qui suit résume l'activité liée aux puits nets.

(en puits nets, à moins d'indication contraire)	Trimestre clos le 31 mars 2019			Trimestre clos le 31 mars 2018		
	Forés <sup>1)</sup>	Conditionnés	Raccordés	Forés <sup>1)</sup>	Conditionnés	Raccordés
Elmworth-Wapiti	-	-	-	4	6	9
Kaybob-Edson	-	-	-	7	8	4
Clearwater	-	-	-	3	2	4
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>14</b>	<b>16</b>	<b>17</b>

1) Aucun puits n'a été foré au premier trimestre de 2019 (12 puits horizontaux nets exploités et 2 puits horizontaux nets non exploités en 2018).

### Dépenses d'investissement futures

Les dépenses d'investissement du Deep Basin devraient être de l'ordre de 50 M\$ à 75 M\$ en 2019.

Nous avons poursuivi une approche méthodique à l'égard de la mise en valeur des actifs du Deep Basin. Nous avons pris en compte des facteurs tels que les stocks, le rythme de mise en valeur, les contraintes au chapitre des infrastructures, les seuils de rentabilité et les dépenses d'investissement limitées qui seront consacrées aux actifs. La direction est déterminée à mettre en valeur cette importante ressource, mais procédera à un rythme beaucoup plus posé. Nos prévisions datées du 23 avril 2019 peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com).

### Amortissement et épuisement

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction du total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement tient compte des dépenses engagées jusqu'à maintenant et des dépenses de mise en valeur qu'il faudra encore engager pour mettre en valeur les réserves prouvées. Ce taux, qui est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué aux volumes de vente et sert à déterminer la charge d'amortissement et d'épuisement d'une période donnée. Nous sommes d'avis que cette méthode de calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement attribuée à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement moyen s'est établi à environ 9,15 \$ par bep au premier trimestre de 2019 (10,40 \$ par bep en 2018).

Le total de la charge d'amortissement et d'épuisement se rapportant à Deep Basin s'est chiffré à 86 M\$ au premier trimestre de 2019 (204 M\$ en 2018). Cette diminution s'explique par la sortie de CPP et la diminution du taux d'épuisement. Au premier trimestre de 2018, nous avons comptabilisé une perte de valeur de 100 M\$ relativement à l'unité génératrice de trésorerie de Clearwater.

## RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Au premier trimestre de 2019, par rapport à 2018, les principaux facteurs qui ont influé sur le secteur Raffinage et commercialisation sont les suivants :

- une augmentation de la capacité de raffinage totale au 1<sup>er</sup> janvier 2019, qui est passée à 482 000 barils bruts par jour de pétrole brut;
- une production de pétrole brut de 375 000 barils par jour en moyenne, soit une amélioration de 7 % par rapport au premier trimestre de 2018. Les taux de production de pétrole brut à Wood River en 2019 ont été touchés par les activités de maintenance prévues et l'incendie d'une unité de distillation de pétrole brut;
- les volumes accrus de chargement ferroviaire au terminal de Bruderheim, qui se sont chiffrés en moyenne à 52 833 barils par jour au premier trimestre de 2019, comparativement à 16 207 barils par jour en moyenne en 2018;
- une marge d'exploitation de 304 M\$, soit une hausse de 352 M\$ par rapport à 2018.

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

	Trimestres clos les 31 mars	
	2019	2018
<b>Capacité liée au pétrole brut (kb/j)</b>	<b>482</b>	460
<b>Production de pétrole brut (kb/j)</b>	<b>375</b>	349
Pétrole brut lourd	<b>143</b>	162
Pétrole léger ou moyen	<b>232</b>	187
<b>Produits raffinés (kb/j)</b>	<b>402</b>	369
Essence	<b>213</b>	189
Distillats	<b>135</b>	120
Autres	<b>54</b>	60
<b>Taux d'utilisation du pétrole brut (%)</b>	<b>78</b>	76

1) Correspond à la totalité de l'exploitation des raffineries de Wood River et de Berger. Cenovus détient une participation de 50 %.

Sur une base de 100 %, les raffineries disposaient d'une capacité totale de raffinage refixée à 482 000 barils bruts par jour de pétrole brut au 1<sup>er</sup> janvier 2019, ce qui tient compte de la capacité de raffiner jusqu'à 255 000 barils bruts par jour de pétrole brut lourd fluidifié et 45 000 barils bruts par jour de LGN. La capacité à traiter divers types de pétrole brut permet aux raffineries d'intégrer la production de pétrole brut lourd de manière économique. Le traitement de pétrole brut moins coûteux nous procure un avantage sur le plan des coûts de la charge d'alimentation par rapport au traitement du WTI, car nous pouvons profiter de l'escompte du WCS et du WTS par rapport au WTI. Les volumes de brut lourd traités, comme le WCS et le CDB, dépendent de la qualité et de la quantité des bruts disponibles, car chaque raffinerie adapte la charge d'alimentation totale de manière à maximiser l'avantage économique qu'elle peut en tirer. Le taux d'utilisation du pétrole brut représente la totalité de pétrole brut que les raffineries traitent, exprimée en pourcentage de la capacité totale de traitement.

Au premier trimestre de 2019, le total de la production de pétrole brut et de produits raffinés a augmenté par rapport à 2018, car des révisions de grande envergure prévues étaient en cours aux raffineries au premier trimestre de 2018. L'accroissement des taux en 2019 a été annulé en partie par les activités de maintenance prévues et des pannes imprévues aux deux raffineries, dont un incendie à Wood River.

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2019	2018 <sup>1)</sup>
Produits des activités ordinaires	<b>2 689</b>	2 232
Produits achetés	<b>2 163</b>	1 957
<b>Marge brute</b>	<b>526</b>	275
<b>Charges</b>		
Activités d'exploitation	<b>229</b>	318
(Profit) perte lié à la gestion des risques	<b>(7)</b>	5
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>304</b>	(48)
Dépenses d'investissement	<b>55</b>	53
<b>Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes</b>	<b>249</b>	(101)

1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

### Marge brute

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

Au premier trimestre de 2019, la marge brute du secteur Raffinage et commercialisation s'est accrue par rapport à celle du premier trimestre de 2018, surtout en raison d'un avantage plus marqué sur le pétrole brut découlant du traitement de pétrole brut WCS à prix réduit, d'une réduction du coût associé aux NIR et de l'accroissement de la production de pétrole brut et de produits raffinés, facteurs en partie compensés par la baisse des marges réalisées sur l'essence. Notre marge brute a bénéficié d'une incidence positive d'environ 25 M\$ causée par l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain en 2019 comparativement au premier trimestre de 2018.

Au premier trimestre de 2019, le coût des NIR s'est établi à 26 M\$, contre 47 M\$ en 2018. Si le coût associé aux NIR a baissé malgré certaines obligations en matière de volume en 2019, c'est principalement parce que le prix de référence des NIR a diminué depuis que les petites raffineries sont exemptées de certaines obligations en matière de volumes.

### Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation au premier trimestre de 2019 ont été la main-d'œuvre, la maintenance et les services publics. La diminution des charges d'exploitation par rapport au premier trimestre de 2018 est attribuable au coût des activités de révision prévues en 2018, compensé en partie par les coûts liés aux pannes imprévues en 2019.

### Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)

Raffinerie de Wood River

Raffinerie de Borger

Commercialisation

#### Dépenses d'investissement

#### Trimestres clos les 31 mars

	2019	2018 <sup>1)</sup>
Raffinerie de Wood River	23	35
Raffinerie de Borger	26	17
Commercialisation	6	1
<b>Dépenses d'investissement</b>	<b>55</b>	<b>53</b>

1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique » pour en savoir plus sur le sujet.

Les dépenses d'investissement du premier trimestre de 2019 ont été axées surtout sur la maintenance des immobilisations et les travaux visant la fiabilité des installations, ainsi que des projets d'amélioration du rendement.

En 2019, nous prévoyons d'investir de 240 M\$ à 275 M\$ et nous continuerons de mettre l'accent sur la maintenance des immobilisations, les travaux visant la fiabilité et les projets d'amélioration du rendement. Nos prévisions datées du 23 avril 2019 peuvent être consultées 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 60 ans. La durée d'utilité de ces actifs fait l'objet d'un examen annuel. Les actifs au titre de droits d'utilisation sont amortis selon le mode linéaire sur la durée estimative d'utilité des actifs ou la durée du contrat de location, selon la plus courte des deux. La dotation à l'amortissement et à l'épusement du secteur Raffinage et commercialisation s'est chiffrée à 80 M\$ au premier trimestre de 2019, contre 54 M\$ en 2018, par suite de l'adoption d'IFRS 16.

## ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Pour le trimestre clos le 31 mars 2019, les activités au titre de la gestion des risques ont donné lieu à :

- des pertes latentes liées à la gestion des risques de 236 M\$ (profits de 139 M\$ en 2018);
- des pertes réalisées liées à la gestion des risques de 1 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt (néant en 2018);
- des profits réalisés liés à la gestion des risques de 1 M\$ sur les contrats de change (pertes de 1 M\$ en 2018).

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2019	2018 <sup>1)</sup>
Frais généraux et frais d'administration	72	120
Provision au titre de contrats déficitaires	(1)	59
Charges financières	124	150
Produits d'intérêts	(2)	(3)
(Profit) perte de change, montant net	(198)	277
Réévaluation du paiement éventuel	263	117
Frais de recherche	4	12
(Profit) perte à la sortie d'actifs	5	-
Autre (profit) perte, montant net	9	(2)
	<b>276</b>	<b>730</b>

1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

### Charges

#### Frais généraux et frais d'administration

Les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été les coûts de la main-d'œuvre et la location de bureaux. Les frais généraux et frais d'administration ont diminué de 48 M\$ au premier trimestre de 2019, surtout grâce à la réduction de l'effectif en 2019, aux indemnités de départ minimales en 2019 par rapport à 43 M\$ en 2018 et à la baisse des frais de location liée à l'adoption d'IFRS 16. Ces facteurs ont été annulés en partie par la hausse des primes d'intéressement à long terme par rapport au premier trimestre de 2018.

#### Provision au titre de contrats déficitaires

En 2019, la provision au titre de contrats déficitaires comprend les composantes non locatives des contrats immobiliers, soit les charges d'exploitation et les places de stationnement non réservées. En 2018, la provision au titre de contrats déficitaires comprenait les composantes locatives du loyer de base et les places de stationnement réservées, ainsi que les composantes non locatives.

Au premier trimestre de 2019, nous avons comptabilisé un recouvrement hors trésorerie de 1 M\$ au titre de contrats déficitaires à la suite de la mise à jour des hypothèses sous-jacentes comparativement à une charge de 59 M\$ en 2018 liée à certains locaux à bureaux de Calgary qui sont excédentaires par rapport à nos besoins actuels et à court terme.

#### Charges financières

Les charges financières se composent des charges d'intérêts sur les emprunts à court terme, la dette à long terme et l'obligation locative (au 1<sup>er</sup> janvier 2019) ainsi que de l'actualisation du remboursement de la dette à long terme et de la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement. Les charges financières ont diminué de 26 M\$ au premier trimestre de 2019 par rapport à 2018 en raison de la réduction de la dette totale et d'un profit de 32 M\$ dégagé en 2019 au rachat de billets non garantis. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une hausse de 19 M\$ des intérêts liés aux obligations locatives découlant de l'adoption d'IFRS 16.

Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus était de 5,1 % au premier trimestre de 2019 (5,1 % en 2018).

### Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2019	2018
(Profit) perte de change latent	(229)	282
(Profit) perte de change réalisé	31	(5)
	<b>(198)</b>	<b>277</b>

Au premier trimestre de 2019, des profits de change latents de 229 M\$ ont été comptabilisés principalement par suite de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Au 31 mars 2019, le dollar canadien par rapport au dollar américain s'était apprécié de 2 % en regard du taux au 31 décembre 2018, ce qui a donné lieu à des profits latents. Des pertes de change réalisées de 31 M\$ ont été comptabilisées essentiellement par suite du rachat de billets non garantis au premier trimestre de 2019.

## Réévaluation du paiement éventuel

En ce qui concerne la production liée aux sables bitumineux, Cenovus a convenu de verser des paiements trimestriels à ConocoPhillips Company et à certaines de ses filiales (« ConocoPhillips ») au cours des cinq années suivant la date de clôture de l'acquisition, le 17 mai 2017, des actifs du Deep Basin de ConocoPhillips et de la participation de 50 % que cette dernière détenait dans FCCL Partnership (l'« acquisition ») pour chaque trimestre où le prix moyen du pétrole brut WCS sera supérieur à 52 \$ le baril. Le paiement trimestriel est de 6 M\$ pour chaque dollar en excédent du prix du WCS de 52 \$ le baril. Les paiements éventuels ne sont pas plafonnés. Le calcul comporte un mécanisme d'ajustement tenant compte de certaines interruptions de production importantes à Foster Creek et à Christina Lake, qui pourrait réduire le montant d'un paiement éventuel.

Le paiement éventuel est comptabilisé à titre d'option financière. La juste valeur de 370 M\$ au 31 mars 2019 a été estimée en calculant la valeur actualisée des flux de trésorerie attendus futurs à l'aide d'un modèle d'évaluation d'options. Le paiement éventuel est réévalué à la juste valeur à chaque date de clôture, et les variations de la juste valeur seront imputées au résultat net. Pour le trimestre clos le 31 mars 2019, une perte au titre de la réévaluation hors trésorerie de 263 M\$ a été comptabilisée. Pour le trimestre clos le 31 mars 2019, un montant de 25 M\$ est exigible en vertu de la convention.

Le prix à terme moyen du WCS pour la durée résiduelle du paiement éventuel est de 50,15 \$ CA le baril. Les prix à terme trimestriels estimatifs du WCS pour la durée résiduelle de l'entente sont de l'ordre d'environ 45,50 \$ CA à 65,20 \$ CA le baril.

## Activités non sectorielles – Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement de 34 M\$ engagées au premier trimestre de 2019 étaient axées surtout sur la construction des locaux à bureaux à Brookfield Place; elles s'étaient chiffrées à 6 M\$ pour la même période de 2018.

En 2019, nous prévoyons d'investir entre 150 M\$ et 175 M\$, surtout pour la construction des locaux à bureaux à Brookfield Place. Nos prévisions datées du 23 avril 2019 peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

## 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. Les actifs au titre de droits d'utilisation (actifs immobiliers) sont amortis selon le mode linéaire sur la durée estimative d'utilité des actifs ou la durée du contrat de location, selon la plus courte des deux. La dotation s'est chiffrée à 31 M\$ au premier trimestre de 2019 (15 M\$ en 2018).

## Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2019	2018
Charge d'impôt exigible		
Canada	4	(58)
États-Unis	2	4
<b>Charge (produit) d'impôt exigible</b>	<b>6</b>	<b>(54)</b>
<b>Charge (produit) d'impôt différé</b>	<b>41</b>	<b>(104)</b>
<b>Total de la charge (du produit) d'impôt relativement aux activités poursuivies</b>	<b>47</b>	<b>(158)</b>

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

Une charge d'impôt exigible relativement aux activités poursuivies a été comptabilisée au premier trimestre de 2019 alors qu'un produit d'impôt exigible l'avait été en 2018 en raison d'un report rétrospectif de pertes qui avait permis de récupérer une partie de l'impôt payé pour des exercices antérieurs.

Notre taux d'imposition effectif est fonction de la relation entre le total de la charge (du produit) d'impôt et le résultat avant impôt. Le taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi parce qu'il tient compte de taux différents dans d'autres territoires de compétences, des écarts de change non imposables, des ajustements au titre des modifications des taux d'imposition et autres dispositions des lois fiscales, des ajustements de la base fiscale des actifs de raffinage, de la variation des réserves estimatives et des écarts entre la charge d'impôt et les montants réels déclarés ultérieurement aux autorités fiscales et d'autres différences permanentes. Notre taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi en raison de la non-comptabilisation de gains et de pertes en capital.



## ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Le 5 janvier 2018, nous avons conclu la vente des activités liées au pétrole brut et au gaz naturel de Suffield, dans le sud de l'Alberta, pour un produit en trésorerie de 512 M\$ avant les ajustements de clôture. Le résultat provenant des activités abandonnées, après impôt, s'est établi à 9 M\$ et un profit sur les activités abandonnées, après impôt, de 251 M\$ a été comptabilisé à la vente.

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2019	2018
<b>Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :</b>		
Activités d'exploitation – activités poursuivies	436	(134)
Activités d'exploitation – activités abandonnées	-	11
Total pour les activités d'exploitation	436	(123)
Activités d'investissement – activités poursuivies	(314)	(490)
Activités d'investissement – activités abandonnées	-	451
Total pour les activités d'investissement	(314)	(39)
<b>Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement</b>	<b>122</b>	<b>(162)</b>
Activités de financement	(652)	(59)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en devises	(7)	16
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(537)</b>	<b>(205)</b>
	<b>31 mars</b>	<b>31 décembre</b>
	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>244</b>	<b>781</b>
<b>Facilité engagée et n'ayant fait l'objet d'aucun prélèvement</b>	<b>4 500</b>	<b>4 500</b>

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

Au premier trimestre de 2019, nous avons comptabilisé des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation, comparativement à des sorties de trésorerie au premier trimestre de 2018. Cette variation s'explique par l'accroissement de la marge d'exploitation, comme il est indiqué à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion, la diminution des frais généraux et frais d'administration du fait surtout des indemnités de départ de 43 M\$ comptabilisées en 2018, la baisse des charges financières, analysée à la rubrique « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion, l'augmentation de la charge d'impôt exigible et les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, comme il est indiqué à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion.

Compte non tenu des actifs et des passifs liés à la gestion des risques et de la partie courante du paiement éventuel, le fonds de roulement de la société s'élevait à 549 M\$ au 31 mars 2019, par rapport à 450 M\$ au 31 décembre 2018.

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 2019, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement étaient inférieures à celles de 2018 en raison de la réduction des dépenses d'investissement.

### Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Au premier trimestre de 2019, des liquidités ont été affectées aux activités de financement pour le rachat de 449 M\$ US de billets non garantis, pour une somme de 419 M\$ US en trésorerie.

La dette totale au 31 mars 2019 s'établissait à 8 383 M\$ (9 164 M\$ au 31 décembre 2018); un remboursement en capital de 0,5 G\$ US est exigible le 15 octobre 2019.

Au 31 mars 2019, Cenovus respectait toutes les conditions de ses conventions d'emprunt.

### Dividendes

Au premier trimestre de 2019, la société a versé un dividende de 0,05 \$ par action ordinaire, soit 61 M\$ (0,05 \$ par action ordinaire, soit 60 M\$, en 2018). La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres.

## Sources de liquidités disponibles

La société prévoit que les flux de trésorerie tirés de ses activités en amont et de celles liées au raffinage suffiront à financer la totalité de ses besoins en trésorerie en 2019. Tout manque à gagner éventuel pourra être financé par l'utilisation prudente de la capacité d'emprunt, y compris des prélèvements sur notre facilité de crédit, la gestion du portefeuille d'actifs et d'autres occasions commerciales ou financières qui pourraient s'offrir à la société. La société entend bien conserver les notes de crédit d'excellente qualité que lui ont accordées S&P Global Ratings, DBRS Limited et Fitch Ratings.

Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 31 mars 2019 :

(en millions de dollars)

	Échéance	Montant
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Sans objet	244
Facilité de crédit engagée – tranche A	Novembre 2022	3 300
Facilité de crédit engagée – tranche B	Novembre 2021	1 200

### Facilité de crédit engagée

Nous disposons d'une facilité de crédit engagée se composant d'une tranche de 1,2 G\$ échéant le 30 novembre 2021 et d'une tranche de 3,3 G\$ échéant le 20 novembre 2022. Au 31 mars 2019, aucun montant n'avait été prélevé sur la facilité de crédit engagée.

### Prospectus préalable de base

Cenovus dispose d'un prospectus préalable de base qui expire en novembre 2019. Au 31 mars 2019, des émissions de 4,6 G\$ US peuvent encore être effectuées aux termes du prospectus préalable de base. Les émissions effectuées aux termes du prospectus sont assujetties aux conditions du marché.

### Ratios financiers

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

	31 mars 2019	31 décembre 2018
Ratio dette nette/capitaux permanents (%)	32	32
Ratio dette nette/BAIIA ajusté <sup>1)</sup>	3,1x	5,9x

1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

À long terme, Cenovus vise un ratio dette nette/BAIIA ajusté inférieur à 2,0x. À diverses étapes du cycle économique, la société s'attend à ce que ce ratio dépasse à l'occasion la cible. Nous avons pour objectif de maintenir une discipline rigoureuse en matière de capital et de gérer notre structure financière de façon à disposer de liquidités suffisantes à tous les stades du cycle économique. Pour assurer sa résilience financière, Cenovus peut, entre autres, modifier ses dépenses d'investissement et d'exploitation, effectuer des prélèvements sur sa facilité de crédit ou rembourser la dette existante, ajuster les dividendes versés aux actionnaires, racheter des actions pour les annuler aux termes d'offres publiques de rachat dans le cours normal de l'activité, émettre de nouveaux titres d'emprunt ou émettre de nouvelles actions. De plus, Cenovus gère son ratio dette nette/capitaux permanents de manière à s'assurer de respecter les clauses restrictives qui s'y rapportent, telles qu'elles sont définies dans la convention de facilité de crédit engagée.

Après le 31 mars 2019, nous avons racheté une nouvelle tranche de 66 M\$ US de billets non garantis, pour une somme de 63 M\$ US en trésorerie.

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

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

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

Au 31 mars 2019, environ 1 229 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (1 229 millions en 2018).

Se reporter à la note 21 des états financiers consolidés intermédiaires pour en savoir plus au sujet de notre régime d'options sur actions, de notre régime d'unités d'actions liées au rendement, de notre régime d'unités d'actions à négociation restreinte et de notre régime d'unités d'actions différées.

	<b>Nombre d'unités en circulation</b> (en milliers)	<b>Nombre d'unités pouvant être exercées</b> (en milliers)
31 mars 2019		
Actions ordinaires <sup>1)</sup>	<b>1 228 790</b>	<b>s. o.</b>
Options sur actions	<b>32 512</b>	<b>23 167</b>
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	<b>18 273</b>	<b>1 581</b>

1) ConocoPhillips détient encore 208 millions d'actions ordinaires émises à titre de contrepartie partielle relativement à l'acquisition.

## Obligations contractuelles et engagements

Cenovus est liée par diverses obligations se rapportant à des biens et à des services qu'elle contracte dans le cours normal de ses activités. Ces obligations ont trait surtout aux contrats de transport, 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 intermédiaires au 31 mars 2019 et aux états financiers consolidés au 31 décembre 2018.

Au 1<sup>er</sup> janvier 2019, la société a adopté IFRS 16, ce qui a donné lieu à la comptabilisation au bilan d'obligations locatives liées à des contrats de location simple. Ces obligations étaient auparavant présentées dans les engagements. Pour un rapprochement de nos engagements au 31 décembre 2018 et de nos obligations locatives au 1<sup>er</sup> janvier 2019, il y a lieu de se reporter à la note 3 des états financiers consolidés intermédiaires.

Au 31 mars 2019, le total des engagements s'élevait à 24 G\$, dont une tranche de 23 G\$ se rapporte à divers engagements liés au transport et au stockage. Nos engagements liés au transport et au stockage comprennent des engagements futurs se rapportant aux contrats de location visant des wagons et des réservoirs de stockage, qui ne sont pas encore commencés, de 261 M\$ US et de 154 M\$ US, respectivement. Les contrats de location visant les wagons devraient commencer en 2019, leur durée étant de 5 à 10 ans; les contrats de location visant les réservoirs de stockage devraient commencer en 2019, leur durée étant de 10 ans. En outre, certains des engagements liés au transport, à hauteur de 13 G\$, sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou ont été approuvés, mais ne sont pas encore en vigueur (14 G\$ au 31 décembre 2018). Ces contrats sont d'une durée pouvant aller jusqu'à 20 ans après la date de leur entrée en vigueur.

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

Au 31 mars 2019, des lettres de crédit en cours totalisant 359 M\$ avaient été émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats (336 M\$ au 31 décembre 2018).

## Actions en justice

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

## Paiement éventuel

Dans le cadre de l'acquisition et en ce qui concerne la production liée aux sables bitumineux, Cenovus a convenu de verser des paiements trimestriels à ConocoPhillips au cours des cinq années suivant le 17 mai 2017 pour chaque trimestre où le prix moyen du pétrole brut du WCS sera supérieur à 52 \$ le baril. Au 31 mars 2019, la juste valeur estimative du paiement conditionnel s'établissait à 370 M\$. Pour plus de détails, se reporter à la rubrique « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion.

## GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE

Pour bien comprendre les risques auxquels est exposée Cenovus, il faut lire la présente analyse en parallèle avec la rubrique portant sur la gestion des risques et les facteurs de risque du rapport de gestion annuel de 2018.

Dans la poursuite de ses objectifs stratégiques, Cenovus est exposée à divers risques. Certains de ces risques visent le secteur pétrolier et gazier dans son ensemble tandis que d'autres sont propres à nos activités. L'incidence d'un risque ou d'une combinaison de risques peut nuire, entre autres, à l'entreprise, à la réputation, à la situation financière, aux résultats d'exploitation et aux flux de trésorerie de Cenovus, ce qui pourrait réduire ou restreindre notre capacité à verser un dividende à nos actionnaires et nuire gravement au cours de nos titres.

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.

### 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 22 et 23 des 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 gérés 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 des activités de gestion des risques financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars					
	2019			2018		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	(12)	230	218	463	(111)	352
Raffinage	(7)	1	(6)	5	(3)	2
Taux d'intérêt	1	7	8	-	(25)	(25)
Change	(1)	(2)	(3)	1	-	1
<b>(Profit) perte lié à la gestion des risques</b>	<b>(19)</b>	<b>236</b>	<b>217</b>	<b>469</b>	<b>(139)</b>	<b>330</b>
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	5	(62)	(57)	(126)	37	(89)
<b>(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt</b>	<b>(14)</b>	<b>174</b>	<b>160</b>	<b>343</b>	<b>(102)</b>	<b>241</b>

Au premier trimestre de 2019, la société a inscrit des profits réalisés à l'égard des activités de gestion des risques liés au pétrole brut, car les prix contractuels convenus étaient supérieurs aux prix de règlement. Nous avons par ailleurs comptabilisé des pertes latentes sur ses instruments financiers liés au pétrole brut au premier trimestre de 2019 en raison principalement de la réalisation des positions nettes et des variations des prix du marché.

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

---

Pour l'application des méthodes comptables, la direction est tenue de faire des estimations, de formuler des hypothèses, ainsi que d'avoir recours à des jugements, lesquels pourraient avoir une incidence importante sur les résultats financiers de la société. Les résultats réels peuvent être différents de ces estimations, parfois de façon marquée. Les estimations et hypothèses utilisées peuvent faire l'objet de mises à jour en fonction des antécédents et de l'utilisation de nouvelles données. Les méthodes comptables et estimations critiques de la société sont évaluées chaque année par le comité d'audit du conseil. Dans les notes annexes aux états financiers consolidés sont expliqués plus amplement le mode de préparation et les méthodes comptables significatives de la société.

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

Les jugements d'importance critique sont ceux que la direction doit poser lors de l'application des méthodes comptables qui ont le plus d'effet sur les montants comptabilisés par Cenovus dans les états financiers consolidés annuels et intermédiaires. Outre les questions analysées dans les états financiers consolidés annuels pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 et le rapport de gestion annuel, la détermination de la durée des contrats de location aux termes d'IFRS 16 exige le recours au jugement critique.

La direction tient compte de tous les faits et circonstances faisant qu'il y a un avantage économique à exercer l'option de prolongation ou à ne pas exercer l'option de résiliation d'un contrat de location. Cette appréciation doit être refaite s'il se produit un événement ou un changement de circonstances important ayant une incidence sur la première appréciation.

### **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 2019.

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 2018.

### **Changements de méthodes comptables**

#### ***Contrats de location***

Cenovus a adopté IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019. Nous avons appliqué la nouvelle norme selon l'approche rétrospective modifiée. Cette approche 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. Par conséquent, les informations financières comparatives de l'état consolidé de la situation financière et des états consolidés des résultats, du résultat global, et des variations des capitaux propres ainsi que du tableau des flux de trésorerie n'ont pas été retraitées.

Au moment de l'adoption de la nouvelle norme, la direction a choisi d'utiliser les mesures de simplification permises énumérées ci-après :

- Appliquer un taux d'actualisation unique à un portefeuille de contrats de location présentant des caractéristiques similaires;
- Comptabiliser les contrats de location dont la durée à courir est inférieure à douze mois au 1<sup>er</sup> janvier 2019 comme s'il s'agissait de contrats de location à court terme;
- Comptabiliser en charges les paiements de loyers et ne pas comptabiliser d'actif au titre du droit d'utilisation à l'égard des contrats dont le bien sous-jacent est de faible valeur;
- Utiliser des connaissances acquises *a posteriori* pour déterminer la durée d'un contrat de location qui contient des options de prolongation ou de résiliation;
- Comptabiliser les composantes locatives et les composantes non locatives comme une seule composante, de nature locative, pour les obligations locatives se rapportant aux réservoirs de stockage;
- Utiliser l'évaluation de la dépréciation effectuée précédemment par Cenovus conformément à IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels* (« IAS 37 »), pour les contrats déficitaires au lieu de soumettre l'actif au titre de droits d'utilisation à un nouveau test de dépréciation au 1<sup>er</sup> janvier 2019.

Selon IFRS 16, les entités doivent comptabiliser les obligations locatives au titre des contrats de location antérieurement classés en tant que contrats de location simple selon les principes exposés dans IAS 17, *Contrats de location* (« IAS 17 »). Selon les dispositions de la nouvelle norme, ces contrats de location ont été évalués à la valeur actualisée des paiements de loyers résiduels, calculée à l'aide de nos taux d'emprunt marginaux au 1<sup>er</sup> janvier 2019. Les taux d'emprunt marginaux au 1<sup>er</sup> janvier 2019 vont de 4,0 % à 5,7 %. Les contrats de location dont la durée résiduelle est inférieure à 12 mois et ceux visant des actifs de faible valeur sont exclus. Les actifs au titre de droits d'utilisation correspondants ont été évalués à un montant égal à l'obligation locative au

1<sup>er</sup> janvier 2019, déduction faite de tout montant précédemment comptabilisé relativement à un contrat déficitaire conformément à IAS 37, sans effet sur les résultats non distribués.

L'incidence de l'adoption d'IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 s'établit comme suit :

- nous avons comptabilisé des obligations locatives de 1,5 G\$, dont une partie courante de 128 M\$;
- nous avons comptabilisé des actifs au titre de droits d'utilisation de 893 M\$, ce qui correspond aux obligations locatives moins la provision au titre de contrats déficitaires auparavant comptabilisée et un investissement net de 16 M\$ dans des contrats de location-financement;
- nous avons réduit de 585 M\$ la provision au titre de contrats déficitaires, et inscrit ce montant en déduction de l'actif au titre de droits d'utilisation;
- nous avons comptabilisé certains contrats de sous-location à titre d'investissement net dans des contrats de location-financement (16 M\$) qui étaient classés dans les contrats de location simple aux termes d'IAS 17.

L'adoption de la nouvelle norme comptable a eu les répercussions suivantes sur nos résultats financiers du premier trimestre de 2019 comparativement à ce qu'ils auraient été si nous n'avions pas adopté cette norme :

- une diminution de 8 M\$ des produits achetés;
- une diminution de 16 M\$ des frais de transport et de fluidification;
- une diminution de 1 M\$ des charges d'exploitation;
- une diminution de 18 M\$ des frais généraux et frais d'administration;
- une augmentation de 34 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement;
- une augmentation de 19 M\$ des charges financières.

D'autres renseignements sur les changements de méthodes comptables découlant de l'adoption d'IFRS 16 se trouvent à la note 3 des états financiers consolidés intermédiaires.

### ***Positions fiscales incertaines***

Le 1<sup>er</sup> janvier 2019, nous avons adopté l'interprétation de l'International Financial Reporting Interpretation Committee (« IFRIC ») 23, *Incertitude relative aux traitements fiscaux*, selon la méthode modifiée. L'interprétation apporte des éclaircissements sur la façon de comptabiliser une position fiscale en cas d'incertitude relative aux traitements fiscaux. Pour déterminer le dénouement probable des positions fiscales incertaines, les positions peuvent être prises en considération isolément ou en tant que groupe. De plus, une évaluation doit être effectuée pour déterminer la probabilité que l'administration fiscale accepte la position fiscale adoptée dans la déclaration fiscale. S'il est peu probable que le traitement fiscal incertain soit accepté, la position fiscale aux fins comptables doit rendre compte d'un degré d'incertitude approprié. Une position fiscale incertaine peut être réévaluée si de nouvelles informations modifient l'évaluation initiale. L'adoption d'IFRIC 23 n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés intermédiaires.

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

Aucune norme, nouvelle ou modifiée, que la société serait tenue d'appliquer au cours de périodes à venir n'a été publiée au cours du premier trimestre de 2019.

## **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 2019 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 comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

## PERSPECTIVES

Pour le reste de 2019, nous prévoyons que la volatilité des prix des marchandises et les contraintes limitant l'accès aux marchés persisteront pour le pétrole lourd en provenance de l'Alberta. Les difficultés liées au transport, comme les retards du programme de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge Inc., continueront d'avoir des répercussions défavorables sur les prix du pétrole lourd, ce qui révèle la nécessité d'accroître la capacité de transport ferroviaire et d'approuver les projets de pipelines en Amérique du Nord pour qu'ils puissent aller de l'avant dès que possible. Bien que nos niveaux de production aient été touchés par la réduction de production imposée par le gouvernement, la compression des écarts de prix qui en a découlé devrait continuer d'avoir une incidence positive sur nos flux de trésorerie. Les restrictions imposées à la production devraient être levées progressivement d'ici la fin de 2019, car les stocks de pétrole reviendront à la normale et la capacité de transport ferroviaire accrue contribuera à soulager les contraintes de transport. L'injection de vapeur a commencé à la phase G de Christina Lake, qui est prête à entrer en production, ce qui laisse une marge de manœuvre en matière de démarrage. Le moment du démarrage de la phase G dépendra de la réduction de production imposée par le gouvernement, de l'augmentation de la capacité de transport ferroviaire de pétrole brut et de la date d'entrée en service du programme de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge.

Nous continuerons de rechercher des moyens d'accroître nos marges grâce à un rendement opérationnel et à la domination du marché par les coûts, tout en mettant l'accent sur la sécurité et la fiabilité de nos activités. La gestion dynamique des engagements et des occasions d'accès aux marchés devrait nous permettre de concrétiser notre objectif qui consiste à atteindre une plus vaste clientèle afin d'obtenir un prix de vente plus élevé pour notre production de liquides. Nous prévoyons de prendre livraison de wagons au deuxième trimestre pour concrétiser notre plan d'accroître les expéditions de pétrole brut par train pour les faire passer à 100 000 barils par jour environ, tant que l'approbation des projets pipeliniers reste paralysée.

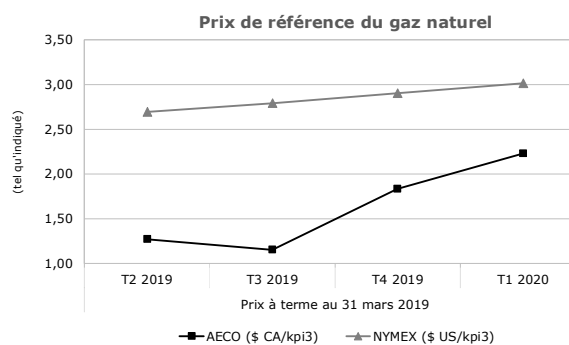
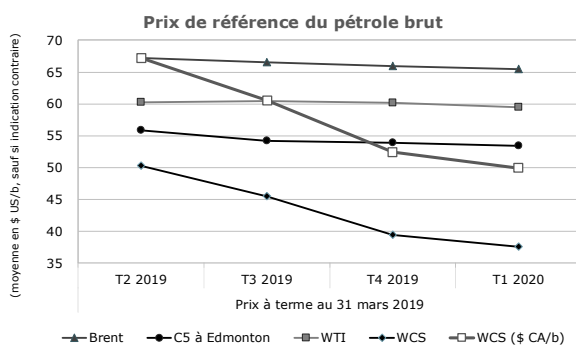
Grâce à une focalisation continue sur la discipline en matière de capital et les réductions de coûts, nous avons réduit les capitaux nécessaires pour maintenir nos activités de base et faire croître nos projets, facteur qui, à notre avis, contribuera encore davantage à assurer notre résilience financière.

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

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

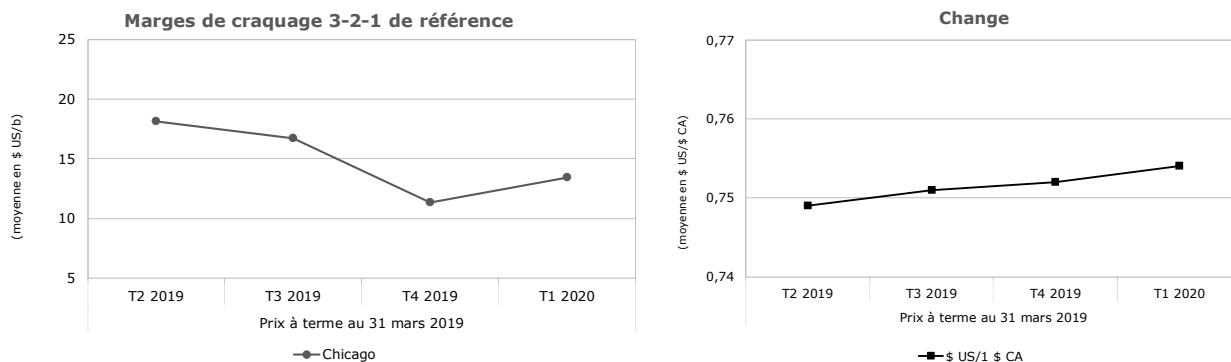
L'évolution future des prix relatifs à la production de pétrole brut de la société dépendra des facteurs suivants :

- La société s'attend à ce que les perspectives générales pour les prix du pétrole brut léger restent positives et fortement reliées à la rigueur des sanctions des États-Unis sur les exportations de pétrole brut iranien et au maintien de la croissance mondiale de la demande;
- Dans l'ensemble, la volatilité des prix du pétrole brut devrait s'apaiser, car les stocks mondiaux reviendront à leurs niveaux historiques;
- La reconduction de la réduction de production par l'OPEP, la mise à exécution des sanctions contre l'Iran et le recul de la production vénézuélienne favoriseront le rétrécissement des écarts mondiaux entre le prix du pétrole léger et celui du pétrole lourd;
- Selon la société, l'écart WTI-WCS restera en grande partie relié à la mesure dans laquelle la réduction de production sera maintenue en Alberta, à l'éventuel démarrage du programme de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge Inc., à l'intensité des perturbations au Venezuela et à la mesure dans laquelle l'accroissement du transport ferroviaire favorisera l'abaissement des niveaux des stocks et le rétrécissement de l'écart par rapport aux récents records;
- La société estime que la réglementation de l'Organisation maritime internationale sur le point d'être promulguée causera un élargissement de l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd, mais l'ampleur de cet élargissement reste incertaine;
- Cenovus est d'avis que les marges de craquage des raffineries continueront à fluctuer, compte tenu des tendances saisonnières, et se contracteront lorsque l'écart Brent-WTI le fera aussi.



Les prix du gaz naturel devraient demeurer problématiques à cause de la croissance continue de l'offre nord-américaine liée aux forages de gaz de schiste aux États-Unis et du gaz naturel provenant des gisements de pétrole. L'écart de base AECO devrait rester large parce que l'accroissement de l'offre dépassera probablement les limites de la capacité de transport pipelinier existante.

Cenovus s'attend à ce que la corrélation se poursuive entre le dollar canadien d'une part et les prix du pétrole brut, la vitesse à laquelle la Réserve fédérale américaine et la Banque du Canada majorent leurs taux directeurs l'une par rapport à l'autre et de nouveaux facteurs macroéconomiques d'autre part. La Banque du Canada a relevé son taux de référence en octobre 2018, mais ne l'a pas refait depuis, ce qui marque une transition notable vers une politique monétaire expansionniste.



Le risque lié aux écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd auquel est exposée la société dépend de l'équilibre mondial entre ces deux produits de base ainsi que des contraintes relatives au transport à l'échelle canadienne. Nous sommes préparés à une certaine volatilité des prix du pétrole brut. Nous avons toujours la possibilité d'atténuer l'incidence des écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd au moyen des mesures suivantes :

- **Intégration** – Les installations de raffinage du pétrole lourd permettent de traiter le brut lourd d'origine canadienne. Sur le plan de la chaîne de valeur, les raffineries sont en mesure de tirer parti à la fois de l'écart WTI-WCS pour le pétrole brut canadien et de l'écart Brent-WTI grâce à la vente de produits raffinés.
- **Engagements et ententes en matière de transport** – Nous apportons un soutien aux projets de transport servant à acheminer le pétrole brut des zones de production jusqu'aux marchés de consommation, notamment aux marchés côtiers. De plus, pour alléger en partie les contraintes limitant la capacité de transport à court terme, nous utilisons notre terminal de transport ferroviaire de pétrole brut et concluons des ententes avec des tiers en vue d'acheminer des volumes supplémentaires par transport ferroviaire.
- **Ententes de commercialisation** – Nous limitons l'incidence des fluctuations des prix du brut en amont en concluant, directement avec les raffineurs, des contrats de livraison physique comprenant des composantes à prix fixe.
- **Stockage dynamique** – Notre capacité à recourir à l'importante capacité de stockage de nos réservoirs liés aux sables bitumineux nous donne la souplesse de choisir le calendrier de production et de vente de nos stocks. Nous poursuivrons la gestion des taux de production de nos puits en fonction des contraintes limitant la capacité de transport pipelinier, de la capacité d'exportation de pétrole brut par transport ferroviaire, de la réduction de production obligatoire et des écarts de prix du brut.
- **Opérations de couverture financière** – Nous limitons l'incidence des fluctuations des prix du brut en amont en concluant des opérations financières fixant l'écart WTI-WCS.

La production de gaz naturel et de LGN associée à nos actifs du Deep Basin procure 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 2019

### *Désendettement et rigueur en matière de dépenses d'investissement*

En 2019, nous veillerons à poursuivre le désendettement de notre bilan et à conserver notre rigueur en matière de dépenses d'investissement dans le but de positionner la société de sorte qu'elle ait la souplesse nécessaire pour trouver un équilibre entre l'accroissement de la rémunération des actionnaires et les investissements méthodiques dans des projets ayant un potentiel de croissance à rendement élevé. Notre priorité demeure la résilience et la flexibilité financières, tandis que le déroulement sûr et fiable de notre exploitation reste prioritaire.

En raison de notre rigueur constante en matière de dépenses d'investissement et dans le but de refléter les limites de production imposées par le gouvernement ainsi que les effets de l'adoption d'IFRS 16, nous avons mis à jour nos prévisions pour 2019 en date du 23 avril 2019. Nous prévoyons des dépenses d'investissement de l'ordre de 1,2 G\$ à 1,4 G\$, ce qui cadre avec notre prévision du 10 décembre 2018. La production liée aux sables bitumineux devrait s'établir entre 350 et 370 barils par jour pour le reste de 2019, selon la durée de la réduction de production



obligatoire ainsi que l'accélération de notre programme de transport ferroviaire de pétrole brut. Nous entendons toujours consacrer la majeure partie du budget d'investissement de 2019 au maintien de la production tirée des sables bitumineux. Nous avons une certaine latitude quant à la date de mise en production progressive de la phase G de Christina Lake. Nous prendrons en considération certains facteurs, à savoir si la réduction de production imposée est levée et que l'accès aux marchés ainsi que les prix de référence du pétrole lourd se sont améliorés de façon soutenue. Étant donné la faiblesse actuelle des prix des marchandises et le maintien de notre objectif de réduction de la dette à court terme, nous adoptons une approche très méthodique à l'égard du Deep Basin dans une optique de réduction des coûts, d'amélioration de l'efficacité et de maximisation de la valeur. L'intégration demeure une partie importante de la stratégie globale de la société. Toutefois, certaines dépenses d'investissement seront aussi consacrées à l'amélioration de la fiabilité des raffineries.

Au 31 mars 2019, l'encours de la dette nette se situait à 8,1 G\$. Du fait des fonds en caisse et du montant disponible au titre de notre facilité de crédit engagée, nous disposons de liquidités d'environ 4,7 G\$ au 31 mars 2019.

À long terme, nous visons toujours un ratio dette nette/BAIIA ajusté inférieur à 2,0x. Nous avons pour objectif de maintenir une discipline rigoureuse en matière de capital et de gérer notre structure financière de façon à disposer de liquidités suffisantes à tous les stades du cycle économique.

Nous demeurons déterminés à accroître la valeur actionnariale au moyen de la domination du marché par les coûts, de la discipline en matière de capital ainsi que de la sécurité et de la fiabilité des activités. Ces engagements, combinés à nos actifs en amont de qualité supérieure et à notre propriété conjointe de solides installations de raffinage, devraient renforcer notre capacité à dégager des fonds provenant de l'exploitation disponibles et à poursuivre le désendettement du bilan en 2019.

### ***Accès aux marchés***

Les contraintes limitant l'accès aux marchés du pétrole brut canadien demeurent problématiques. Notre stratégie consiste à conserver des engagements fermes en matière de transport au moyen de l'accès aux pipelines, au transport ferroviaire et au transport maritime afin de soutenir notre plan de croissance, tout en réservant de la capacité aux fins d'optimisation. Nous nous attendons à compléter la capacité faisant l'objet d'engagements fermes à l'aide de solutions d'optimisation visant la fluidification, le stockage, l'approvisionnement et les destinations afin de nous assurer de maximiser la marge pour chaque baril que nous produisons. Nous prévoyons de prendre livraison de wagons au deuxième trimestre aux termes des ententes conclues à la fin de 2018. Les livraisons se poursuivront tout au long de 2019 et atteindront 100 000 barils par jour.

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

Au cours des quatre dernières années, nous avons réalisé des améliorations considérables au chapitre des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement de maintien. En 2019, nous continuons de rechercher des moyens d'améliorer les efficacités à l'échelle de Cenovus afin de réduire encore les dépenses d'investissement, les charges d'exploitation et les frais généraux et frais d'administration. Nous nous attendons aussi à réaliser des économies supplémentaires grâce aux améliorations touchant des aspects comme l'exécution des forages, la planification de la mise en valeur et l'optimisation de l'échéancier de mise en service des puits de sables bitumineux. Notre capacité de procéder à des améliorations durables et structurelles relativement aux coûts et aux marges viendra soutenir encore davantage notre plan d'affaires, notre capacité d'adaptation financière et notre capacité de générer de la valeur pour les actionnaires.

Nous estimons que nos flux de trésorerie et les compressions de coûts à venir nous aideront à atteindre notre objectif d'un ratio dette nette/BAIIA ajusté inférieur à 2,0 x.

### ***Avancement de la technologie et de l'innovation ciblées pour améliorer les marges***

Nous avons toujours cru que la technologie et l'innovation sont des facteurs de différenciation dans notre secteur. En matière d'innovation, Cenovus cherche à accélérer l'adoption de solutions technologiques et de méthodes d'exploitation visant à accroître la sécurité, à réduire les coûts, à faire augmenter les marges bénéficiaires et à réduire les émissions. Pour la société, l'innovation s'entend des améliorations importantes et des développements révolutionnaires mis en œuvre pour générer de la valeur. Cenovus a l'intention de miser sur la collaboration externe en vue d'optimiser ses efforts de développement technologique en interne et ses dépenses à cet égard.

## MISE EN GARDE

---

### Renseignements sur le pétrole et le gaz

Les estimations des réserves ont été préparées en date du 31 décembre 2018 par des évaluateurs de réserves indépendants agréés en conformité avec le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* et les exigences du *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*. Les estimations se fondent sur la moyenne des prix prévisionnels établis par trois évaluateurs de réserves indépendants agréés au 1<sup>er</sup> janvier 2019. Pour en savoir plus sur les réserves de la société et obtenir d'autres renseignements sur le pétrole et le gaz, se reporter à la rubrique intitulée « Données relatives aux réserves et autres données sur le pétrole et le gaz » figurant dans notre notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

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

### Information prospective

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

L'information prospective dans le présent document se reconnaît à des termes comme « viser », « prévoir », « croire », « estimer », « déterminé à », « s'engager à », « planifier », « projeter », « avenir », « futur », « prévision », « cibler », « positionnement », « capacité », « pouvoir », « accent », « perspective », « indication », « éventuel », « priorité », « souhaiter », « sur la bonne voie », « calendrier », « stratégie », « à terme » ou des expressions analogues ainsi qu'à l'emploi du futur ou du conditionnel et comprend des suggestions de résultats futurs, y compris des déclarations à propos de ce qui suit : notre stratégie et ses étapes déterminantes; les échéanciers et les mesures à prendre; notre objectif de maximiser la valeur pour les actionnaires en réduisant notre structure de coûts; notre volonté de réaliser les meilleures marges bénéficiaires; les plans que nous avons établis afin de conserver et de confirmer notre approche disciplinée en matière de finance en respectant l'équilibre entre la croissance et le rendement des actionnaires; l'accroissement constant de notre performance opérationnelle et le fait de nous montrer à la hauteur de notre réputation d'intégrité; la durée prévue des phases d'expansion des sables bitumineux et leur capacité de production prévue; les projections pour 2019 et par la suite et nos plans et stratégies élaborés pour leur réalisation; les prévisions à l'égard des taux de change et de leurs tendances; les occasions futures de mise en valeur du pétrole et du gaz naturel; le résultat d'exploitation et résultats financiers projetés, y compris les prix de vente, les coûts et les flux de trésorerie projetés; notre engagement à continuer de réduire la dette, notamment la cible à long terme du ratio dette nette/BAIIA ajusté; notre capacité à honorer les obligations de paiements à l'échéance; nos priorités et notre approche à l'égard des décisions en matière d'investissement et de l'affectation des capitaux; les dépenses d'investissement prévues, y compris leur montant, leur calendrier de réalisation et leurs sources de financement; tous les énoncés portant sur les prévisions pour 2019; la production future attendue, notamment le calendrier, la stabilité ou la croissance de celle-ci; l'effet de la réduction de la production imposée par le gouvernement de l'Alberta; notre capacité à prendre des mesures pour atténuer les répercussions de tout élargissement des écarts de prix entre le WTI et le WCS; la prévision qu'en 2019, nos dépenses d'investissement et les dividendes en numéraire, le cas échéant, seront financés à l'aide des flux de trésorerie générés en interne et des fonds en caisse; les réserves prévues; les capacités prévues, y compris relativement aux projets, au transport et au raffinage; tous les énoncés relatifs aux régimes de redevances gouvernementaux applicables à Cenovus, régimes qui sont susceptibles de changer; la préservation de la capacité d'adaptation financière et concrétisation des divers plans et stratégies sous-jacents; les réductions de coûts prévues et leur pérennité; les priorités, notamment pour 2019; les répercussions futures des mesures réglementaires; les prix des marchandises, les écarts et les tendances projetés et l'incidence attendue; les répercussions éventuelles de divers risques, notamment ceux qui se rapportent aux prix des marchandises et aux changements climatiques; l'efficacité potentielle des stratégies de gestion des risques; les nouvelles normes comptables, le calendrier de leur adoption et leur incidence prévue sur les états financiers consolidés; la disponibilité et le remboursement des facilités de crédit; la vente éventuelle d'actifs; l'incidence attendue du paiement éventuel; l'utilisation et la mise au point futures de la technologie et les résultats futurs en découlant; 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 et réaliser des réductions de coûts attendues et futures; la croissance et le rendement pour les actionnaires projetés. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure à l'information prospective, car nos résultats réels pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus.

L'élaboration de notre information prospective repose sur un certain nombre d'hypothèses et la prise en compte de certains risques et incertitudes qui, dans certains cas, sont propres à Cenovus et dans d'autres, appartiennent à l'industrie en général. Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective comprennent notamment les prix prévisionnels du pétrole et du gaz naturel, des liquides de gaz naturel, des condensats et des produits raffinés, les écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd et d'autres hypothèses précisées dans les prévisions de Cenovus pour 2019, disponibles sur [cenovus.com](http://cenovus.com); les dépenses d'investissement prévues, la souplesse des budgets d'immobilisations prévues et leurs sources de financement connexes; la concrétisation de nouvelles réductions de coûts et la pérennité de ces réductions; les régimes de redevances applicables, notamment les taux de redevance prévus; les améliorations futures de la disponibilité de la capacité de transport des produits; l'augmentation du cours de notre action et de notre capitalisation boursière à long terme; le resserrement futur des écarts du pétrole brut; la réalisation de la capacité prévue de stocker des barils non encore produits dans nos réservoirs de sables bitumineux, y compris notre capacité d'effectuer la production et de réaliser les ventes à une date ultérieure lorsque la capacité de transport pipelinier s'améliore et les écarts du brut rétrécissent; le fait que la réduction de la production rendue obligatoire par le gouvernement de l'Alberta aura pour effet de rétrécir l'écart entre le prix du WTI et celui du WCS et, par ricochet, influera positivement sur les flux de trésorerie de Cenovus; l'atténuation de l'incidence d'un élargissement éventuel des écarts sur une partie de nos volumes de pétrole brut WCS grâce à notre capacité de raffinage, à nos installations de stockage dynamique, à nos engagements pipeliniers, à nos opérations de couverture financière et à nos plans d'augmenter notre capacité de transport ferroviaire; 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; les estimations et les jugements comptables; l'utilisation et la mise au point de technologies à l'avenir et les résultats futurs prévus en découlant; la capacité d'obtenir les approbations nécessaires de la part des autorités de réglementation et des partenaires; la réalisation fructueuse et dans les délais des projets d'immobilisations ou de leurs étapes; notre capacité de dégager des flux de trésorerie suffisants pour nous acquitter de nos obligations présentes et futures; les coûts estimatifs d'abandon et de remise en état, notamment les droits et les règlements s'y rapportant; la réalisation des effets attendus de l'acquisition; l'intégration fructueuse des actifs du Deep Basin; notre capacité à attirer et à retenir du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; notre capacité à avoir accès à des capitaux suffisants pour poursuivre les plans de mise en valeur; notre capacité à conclure des ventes d'actifs et à obtenir les modalités de transaction souhaitées selon le calendrier prévu; l'inflation prévue et d'autres hypothèses inhérentes aux prévisions actuelles de la société présentées plus loin; l'incidence prévue du paiement éventuel à ConocoPhillips; l'harmonisation des prix réalisés du WCS et des prix du WCS utilisés dans le calcul du paiement éventuel à ConocoPhillips; notre capacité à disposer de toutes les technologies nécessaires et à les mettre en œuvre pour obtenir les résultats futurs escomptés; notre capacité à réaliser de manière fructueuse et dans les délais prévus des projets d'immobilisations ou leurs étapes de réalisation; et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents que nous déposons auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières.

Les indications pour 2019, mises à jour le 23 avril 2019, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent, 66,00 \$ US/b; prix du WTI, 59,00 \$ US/b; WCS, 44,50 \$ US/b; prix du gaz naturel AECO, 1,55 \$/kpi<sup>3</sup>; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 15,00 \$ US/b; taux de change, 0,75 \$ US/\$ CA.

Parmi les facteurs de risque et les incertitudes susceptibles de faire différer sensiblement les résultats réels figurent notamment les suivants : notre capacité à concrétiser les avantages prévus de l'acquisition et les synergies devant en découler; notre capacité à disposer d'une partie ou de l'ensemble des technologies nécessaires pour exploiter les actifs de la société de manière efficiente et efficace, ou de les mettre en place et de réaliser les résultats futurs attendus; la volatilité des prix des marchandises et d'autres hypothèses connexes; notre capacité de réaliser les incidences prévues de notre capacité de stocker des barils non encore produits dans nos réservoirs de sables bitumineux, notamment l'impossibilité d'effectuer la production et de réaliser les ventes à une date ultérieure lorsque la capacité de transport pipelinier et les écarts du brut se seront améliorés; la possibilité que la réduction de la production imposée par le gouvernement de l'Alberta n'entraîne pas le rétrécissement escompté de l'écart entre le prix du brut WTI et celui du brut WCS ou la possibilité que ce rétrécissement ne suffise pas à produire un effet favorable sur nos flux de trésorerie; l'efficacité de notre programme de gestion des risques, y compris l'effet des instruments financiers dérivés; l'efficacité de nos stratégies de couverture et la suffisance des liquidités; l'exactitude des estimations de coûts concernant les prix des marchandises, les cours du change et les taux d'intérêt; le manque d'harmonisation entre les prix réalisés du WCS et les prix du WCS servant au calcul du paiement éventuel à ConocoPhillips; l'offre et la demande de produits; l'exactitude des hypothèses relatives au cours de notre action et à notre capitalisation boursière; la concurrence, notamment celle issue des nouvelles formes d'énergie; les risques inhérents à nos activités de commercialisation, y compris les risques de crédit; l'exposition aux contreparties et aux partenaires, y compris la capacité et la volonté de ces parties d'acquitter leurs obligations contractuelles en temps voulu; les risques inhérents à l'exploitation du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut, notamment les risques pour la santé, la sécurité et l'environnement; notre capacité à maintenir le ratio dette nette/BAIIA ajusté et le ratio dette nette/capitaux permanents souhaitables; notre capacité de faire appel à des sources diverses de capitaux d'emprunt et de capitaux propres, et de le faire selon des modalités acceptables pour la société; la capacité de financer la croissance et de maintenir les dépenses d'investissement; la modification des notations de crédit accordées à la société ou à ses titres; les changements apportés aux plans ou à la stratégie en matière de dividendes, y compris le régime de réinvestissement des dividendes; la précision des estimations des réserves, de la production future et des produits nets futurs; l'exactitude de nos estimations et

jugements comptables; notre capacité de remplacer et d'accroître nos réserves de pétrole et de gaz; les exigences éventuelles en vertu des normes comptables en vigueur devant s'appliquer de temps à autre en ce qui concerne la perte de valeur ou la reprise des montants recouvrables estimatifs de certains ou de la totalité de nos actifs ou du goodwill; notre capacité de maintenir nos relations avec nos partenaires et de parvenir à gérer et à exploiter nos activités intégrées; la fiabilité de nos actifs, notamment pour atteindre les objectifs en matière de production; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et de processus de fabrication; la survenance d'événements inattendus, comme les incendies, les mauvaises conditions météorologiques, les explosions, les éruptions, le matériel défectueux, les incidents reliés au transport et autres accidents ou événements semblables; les marges de raffinage et de commercialisation; les pressions inflationnistes sur les charges d'exploitation, notamment la main-d'œuvre, les matériaux, le gaz naturel et les autres sources énergétiques utilisés dans les procédés d'exploitation des sables bitumineux; l'accueil éventuellement défavorable ou passager réservé aux nouveaux produits sur le marché; les risques propres à la réputation de l'industrie des combustibles fossiles; les hausses de coût ou difficultés techniques imprévues relativement à la construction ou à la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés imprévues dans la production, le transport et le raffinage du bitume et du pétrole brut en produits pétroliers et chimiques; les risques liés à la technologie et à son application dans le cadre de nos activités; les risques liés aux changements climatiques et nos hypothèses à leur sujet; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; notre capacité d'assurer convenablement et de manière rentable le transport de nos produits, notamment le transport par pipeline, le transport ferroviaire du pétrole brut, le transport maritime ou une autre forme de transport, notamment pour contrer toute interruption causée par des contraintes liées au réseau de pipelines; la disponibilité de talents essentiels et notre capacité à recruter les personnes qui les possèdent et à les maintenir en poste; notre incapacité éventuelle à attirer et à retenir du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; l'évolution de nos relations avec les syndicats; l'évolution des lois et de la réglementation concernant le cadre réglementaire dans tous les territoires où nous exerçons des activités, notamment le processus d'autorisation réglementaire et les désignations d'utilisation des terres, le régime de redevances, les impôts et les taxes, l'environnement, les gaz à effet de serre, le carbone, les changements climatiques et d'autres lois et règlements ou l'évolution de l'interprétation qui en est faite, dans leur version adoptée ou proposée, leurs répercussions et les coûts de conformité connexes; les périodes prévues d'entrée en vigueur de diverses prises de position en comptabilité, de modifications de règles comptables et de normes comptables, ainsi que leur incidence projetée sur les activités de la société, ses résultats financiers et ses états financiers consolidés; l'évolution de la conjoncture générale de l'économie, des marchés et des affaires; la situation politique et économique des pays dans lesquels nous exerçons des activités ou que nous approvisionnons; les risques de guerre, de menaces terroristes et l'instabilité connexe; et les risques liés aux poursuites, aux propositions des actionnaires et aux mesures réglementaires, actuelles et éventuelles, nous visant.

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

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive et est fournie à la date du présent rapport de gestion. Des événements ou des situations peuvent faire en sorte que les résultats réels de la société diffèrent de manière significative des résultats estimés ou prévus exprimés, de manière expresse ou implicite, dans l'information prospective. Pour l'analyse détaillée des principaux facteurs de risque touchant la société, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » de notre rapport de gestion pour la période close le 31 décembre 2018, lequel est disponible sur SEDAR à l'adresse [sedar.com](http://sedar.com), sur EDGAR à l'adresse [sec.gov](http://sec.gov) et sur le site Web de la société à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com).

## ABRÉVIATIONS

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

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

## RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS

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

### Production totale provenant des activités poursuivies

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

Trimestre clos le 31 mars 2019 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires				Ajustements			Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux <sup>1)</sup>	Deep Basin <sup>1)</sup>	Activités poursuivies	Condensats	Stocks	Consommation interne <sup>2)</sup>	Autres	Activités poursuivies
Chiffre d'affaires brut	2 427	220	2 647	(946)	-	(80)	(19)	1 602
Redevances	177	14	191	-	-	-	-	191
Transport et fluidification	1 147	19	1 166	(946)	-	-	-	220
Charges d'exploitation	274	93	367	-	-	(80)	(10)	277
Taxe sur la production et impôts miniers	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Prix nets opérationnels</b>	<b>829</b>	<b>94</b>	<b>923</b>	-	-	-	(9)	<b>914</b>
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(12)	-	(12)	-	-	-	-	(12)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>841</b>	<b>94</b>	<b>935</b>	-	-	-	(9)	<b>926</b>

Trimestre clos le 31 mars 2018 (en millions de dollars) <sup>3)</sup>	Selon les états financiers consolidés intermédiaires				Ajustements			Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux <sup>1)</sup>	Deep Basin <sup>1)</sup>	Activités poursuivies	Condensats	Stocks	Consommation interne <sup>2)</sup>	Autres	Activités poursuivies
Chiffre d'affaires brut	2 406	259	2 665	(1 274)	-	(63)	(14)	1 314
Redevances	58	35	93	-	-	-	-	93
Transport et fluidification	1 492	25	1 517	(1 274)	-	-	-	243
Charges d'exploitation	296	91	387	-	-	(63)	(12)	312
<b>Prix nets opérationnels</b>	<b>560</b>	<b>108</b>	<b>668</b>	-	-	-	(2)	<b>666</b>
(Profit) perte lié à la gestion des risques	454	9	463	-	-	-	-	463
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>106</b>	<b>99</b>	<b>205</b>	-	-	-	(2)	<b>203</b>

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

2) Représente les volumes de gaz naturel produits par le secteur Deep Basin servant à la consommation interne par le secteur Sables bitumineux.

3) Nous avons adopté IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

### Sables bitumineux

Trimestre clos le 31 mars 2019 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires <sup>2)</sup>
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	722	755	1 477	-	946	-	4	2 427
Redevances	61	116	177	-	-	-	-	177
Transport et fluidification	130	71	201	-	946	-	-	1 147
Charges d'exploitation	146	124	270	-	-	-	4	274
<b>Prix nets opérationnels</b>	<b>385</b>	<b>444</b>	<b>829</b>	-	-	-	-	<b>829</b>
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(5)	(7)	(12)	-	-	-	-	(12)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>390</b>	<b>451</b>	<b>841</b>	-	-	-	-	<b>841</b>

Trimestre clos le 31 mars 2018 (en millions de dollars) <sup>3)</sup>	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires <sup>4)</sup>
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	579	550	1 129	1	1 274	-	2	2 406
Redevances	47	11	58	-	-	-	-	58
Transport et fluidification	131	87	218	-	1 274	-	-	1 492
Charges d'exploitation	155	134	289	2	-	-	5	296
<b>Prix nets opérationnels</b>	<b>246</b>	<b>318</b>	<b>564</b>	(1)	-	-	(3)	<b>560</b>
(Profit) perte lié à la gestion des risques	200	254	454	-	-	-	-	454
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>46</b>	<b>64</b>	<b>110</b>	(1)	-	-	(3)	<b>106</b>

3) Nous avons adopté IFRS 16 au 1<sup>er</sup> janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

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

## Deep Basin

Trimestre clos le  
31 mars 2019 (en millions de dollars)  
Chiffre d'affaires brut  
Redevances  
Transport et fluidification  
Charges d'exploitation  
Taxe sur la production et impôts miniers  
**Prix nets opérationnels**  
(Profit) perte lié à la gestion des risques  
**Marge d'exploitation**

Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires <sup>1)</sup> Total – Deep Basin
	Total	Autres <sup>2)</sup>	
<b>205</b>	<b>15</b>		<b>220</b>
14	-		14
19	-		19
87	6		93
-	-		-
<b>85</b>	<b>9</b>		<b>94</b>
-	-		-
<b>85</b>	<b>9</b>		<b>94</b>

Trimestre clos le  
31 mars 2018 (en millions de dollars)  
Chiffre d'affaires brut  
Redevances  
Transport et fluidification  
Charges d'exploitation  
**Prix nets opérationnels**  
(Profit) perte lié à la gestion des risques  
**Marge d'exploitation**

Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires <sup>1)</sup> Total – Deep Basin
	Total	Autres <sup>2)</sup>	
<b>247</b>	<b>12</b>		<b>259</b>
35	-		35
25	-		25
84	7		91
<b>103</b>	<b>5</b>		<b>108</b>
9	-		9
<b>94</b>	<b>5</b>		<b>99</b>

1) Figurant à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.  
2) Représentent la marge d'exploitation des installations de traitement.

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

### Volumes de vente

(en barils par jour, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 mars	
	2019	2018
<b>Sables bitumineux</b>		
Foster Creek	154 369	163 911
Christina Lake	176 079	202 212
<b>Total – pétrole brut tiré des Sables bitumineux</b>	<b>330 448</b>	366 123
<b>Gaz naturel</b> (Mpi <sup>3</sup> /j)	-	4
<b>Total – Sables bitumineux</b> (bep/j)	<b>330 448</b>	366 865
<b>Deep Basin</b>		
<b>Total – liquides</b>	<b>28 003</b>	35 479
<b>Gaz naturel</b> (Mpi <sup>3</sup> /j)	<b>458</b>	549
<b>Total – Deep Basin</b> (bep/j)	<b>104 290</b>	127 056
<b>Moins : consommation interne</b> <sup>3)</sup> (Mpi <sup>3</sup> /j)	<b>(320)</b>	(322)
<b>Ventes – activités poursuivies</b> <sup>3)</sup> (bep/j)	<b>381 444</b>	440 254

3) Moins les volumes de gaz naturel servant à la consommation interne du secteur Sables bitumineux.