



RAPPORT DE GESTION  
POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 31 MARS 2020

<a href="#">APERÇU DE CENOVUS</a> .....	2
<a href="#">NOTRE RÉACTION À LA FAIBLESSE DES PRIX DU PÉTROLE ET AU NOUVEAU CORONAVIRUS</a> .....	2
<a href="#">APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE</a> .....	3
<a href="#">RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS</a> .....	4
<a href="#">PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS</a> .....	8
<a href="#">SECTEURS À PRÉSENTER</a> .....	11
<a href="#">SABLES BITUMINEUX</a> .....	12
<a href="#">HYDROCARBURES CLASSIQUES</a> .....	16
<a href="#">RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION</a> .....	19
<a href="#">ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS</a> .....	21
<a href="#">SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT</a> .....	23
<a href="#">GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE</a> .....	27
<a href="#">JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE</a> .....	29
<a href="#">ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE</a> .....	30
<a href="#">PERSPECTIVES</a> .....	30
<a href="#">MISE EN GARDE</a> .....	33
<a href="#">ABRÉVIATIONS</a> .....	36
<a href="#">RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS</a> .....	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 28 avril 2020, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 31 mars 2020 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires »), les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2019 et les notes annexes (les « états financiers consolidés ») et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2019 (le « rapport de gestion annuel »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 28 avril 2020, 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 examine les rapports de gestion intermédiaires et le rapport de gestion annuel et en recommande l'approbation au conseil d'administration de Cenovus (le « 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.

**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 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 à la note 1 de nos états financiers consolidés. Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des mesures supplémentaires 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 et 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 et gazière 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. 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 2020, le total de la production tirée des actifs en amont s'est établi en moyenne à environ 483 000 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 442 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 460 000 barils bruts par jour de produits raffinés pendant le trimestre clos le 31 mars 2020.

Au premier trimestre de 2020, nous avons changé le nom de notre secteur Deep Basin pour celui d'Hydrocarbures classiques et reclassé notre nouvelle zone de ressources, Marten Hills, du secteur Sables bitumineux au secteur Hydrocarbures classiques. Pour une description de nos activités, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

### **Notre stratégie**

Notre stratégie globale reste la même et consiste encore essentiellement à maximiser la valeur pour les actionnaires en réduisant notre structure de coûts et en réalisant les meilleures marges bénéficiaires sur nos produits. Notre plan d'affaires est suffisamment souple pour nous permettre de nous attacher en priorité à maintenir nos liquidités et à conserver un bilan vigoureux en réduisant les dépenses, tout en assurant la sécurité et la fiabilité de nos activités. Cela est particulièrement important dans le contexte économique actuel. Toutefois, notre plan à long terme demeure axé sur la croissance durable du rendement pour les actionnaires et la réduction de la dette nette, ainsi que sur l'intégration à ce plan de facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (« ESG »). Nous estimons que le maintien d'une solide situation financière permettra à Cenovus de faire face à la volatilité des prix des marchandises. Nous entendons mesurer l'approche disciplinée en matière d'investissement que nous préconisons à l'égard de notre portefeuille à l'aune des versements de dividendes, des rachats d'actions et de l'atteinte et du maintien d'un niveau d'endettement optimal tout en ciblant 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.

## **NOTRE RÉACTION À LA FAIBLESSE DES PRIX DU PÉTROLE ET AU NOUVEAU CORONAVIRUS (« COVID-19 »)**

---

Au premier trimestre, la propagation du coronavirus qui cause la COVID-19 est devenue une pandémie. Les mesures prises par les gouvernements du monde entier pour contenir le virus ont considérablement réduit la demande de pétrole brut et d'autres produits et services. Elles ont aussi provoqué un important ralentissement de l'économie mondiale, entraînant de la volatilité et un effondrement des marchés boursiers mondiaux. En parallèle, l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») et certains pays hors OPEP, en particulier l'Arabie saoudite et la Russie, ont mis fin à leur coopération visant à gérer la production mondiale de pétrole brut, et les différentes parties ont augmenté leur production quotidienne de brut, ce qui a accru l'offre à l'échelle mondiale. La combinaison de ces événements s'est traduite par un recul des prix de référence du pétrole brut de 24 % le 9 mars 2020. Il s'agit de la plus importante baisse en une seule journée depuis 1991. Les prix de référence moyens du pétrole brut ont diminué d'environ 50 % en mars par rapport aux prix moyens de décembre 2019. Cette diminution a provoqué une chute du cours de nos actions, comme ce fut le cas aussi pour nos pairs, ainsi qu'une baisse de 12,7 G\$ de notre capitalisation boursière depuis la clôture du dernier exercice. Dans l'ensemble, le secteur pétrogazier a réagi en réduisant ses dépenses d'investissement et autres ainsi qu'en procédant à des arrêts de production pour essayer de traverser la crise des prix. La durée de la période actuelle de volatilité des prix des marchandises est incertaine.

Notre cadre financier et la souplesse de notre plan d'affaires nous procurent plusieurs façons de gérer prudemment notre situation financière. Le 9 mars 2020, en réaction à la faiblesse des prix des marchandises et pour maintenir la vigueur de notre bilan, nous avons annoncé une réduction de 32 % de nos dépenses d'investissement, l'interruption temporaire de notre programme de transport ferroviaire de pétrole brut et le report des décisions d'investissement définitives concernant les nouveaux projets. Le 2 avril 2020, nous avons pris d'autres mesures pour accroître notre résilience financière en réponse au contexte mondial de faiblesse des prix du pétrole brut, notamment de nouvelles réductions de nos dépenses d'investissement, de nos charges d'exploitation et de nos frais généraux et frais d'administration en 2020. Les réductions prévues représentent environ 750 M\$ par rapport au montant initial de nos prévisions rendues publiques en décembre 2019. La société a également suspendu temporairement le versement de son dividende. Nos prévisions de 2020 mises à jour datées du 1<sup>er</sup> avril 2020 peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com).

La société dispose d'une facilité de crédit engagée de 4,5 G\$, dont les tranches arrivent à échéance à la fin de 2022 et de 2023. Après le 31 mars 2020, elle a obtenu une facilité de crédit engagée supplémentaire de 1,1 G\$, d'une durée de 364 jours assortie d'une option de prolongation de un an au gré du prêteur, qui lui permettra aussi de traverser le ralentissement économique actuel. D'autres facilités remboursables à vue non engagées de 1,6 G\$ peuvent être utilisées pour l'émission de lettres de crédit ou, dans certains cas, servir aux fins générales de la société à hauteur d'un montant maximal de 600 M\$. Aucune des obligations émises par la société n'arrive à échéance avant la fin de 2022. Ces instruments nous procurent des liquidités suffisantes et la latitude requise pour maintenir nos activités tout au long d'une période de repli prolongé des marchés. Aux termes de sa facilité de crédit engagée, la société est tenue de conserver un ratio dette/capitaux permanents, tel qu'il est défini dans la convention, ne dépassant pas 65 %. La société était largement en deçà de ce seuil à la fin du premier trimestre.

Selon nous, les mesures que nous avons prises nous procureront la capacité financière nécessaire pour maintenir nos activités de base, assurer le déroulement sûr et fiable de notre exploitation et poursuivre la rationalisation de notre structure de coûts. Nous croyons que les prix des marchandises vont finir par s'améliorer; toutefois, le moment où ce redressement aura lieu est incertain. Nous nous attendons donc à ce que se poursuive la volatilité des prix du pétrole brut et des produits raffinés ainsi que celle de nos flux de trésorerie à court terme.

Les gouvernements provinciaux et fédéral ont reconnu les graves répercussions que l'effondrement des prix du pétrole et la propagation de la COVID-19 ont eues sur le secteur pétrogazier. On s'attend d'ailleurs à ce qu'ils mettent en place divers programmes qui assureront la pérennité du secteur.

## **APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE**

---

La volatilité et l'évolution du contexte des prix des marchandises sont les facteurs qui ont le plus influé sur nos résultats du premier trimestre. L'effondrement de la demande de pétrole brut causé par la pandémie de COVID-19 et l'accroissement de l'offre mondiale de pétrole brut par suite d'un désaccord entre l'Arabie saoudite et la Russie concernant la production ont poussé les prix à la baisse. Les prix de référence moyens du pétrole brut Brent et West Texas Intermediate (« WTI ») ont reculé de 18 % et de 19 %, respectivement, par rapport au quatrième trimestre de 2019. Au cours du trimestre, le prix de référence du brut WTI a fluctué entre un sommet de 63,27 \$ US le baril et un creux de 20,09 \$ US le baril et s'établissait à la fin mars à 20,48 \$ US le baril; il a été en moyenne moins élevé de 16 % que celui du premier trimestre de 2019.

Sur le plan opérationnel, nos actifs en amont ont affiché un bon rendement au cours du trimestre. La production s'est établie en moyenne à 482 594 bep par jour, en partie grâce à l'allocation de production spéciale annoncée par le gouvernement de l'Alberta qui représente une mesure d'allégement équivalente aux augmentations graduelles des expéditions de brut par train. Par suite de notre décision d'interrompre temporairement notre programme de transport ferroviaire de pétrole brut, nous ne recourons plus à court terme aux montants accordés aux termes de ce programme. Les charges d'exploitation en amont se sont établies à 7,33 \$ le bep, en baisse de 9 % par rapport au premier trimestre de 2019.

Nos raffineries de Wood River et de Borger (les « raffineries ») ont affiché un bon rendement opérationnel. Malgré certaines interruptions de service non planifiées à Wood River au cours du trimestre, les raffineries ont inscrit une production moyenne de pétrole brut de 442 000 barils par jour. Au premier trimestre, la révision printanière prévue était pratiquement achevée à la raffinerie de Borger et les activités de maintenance prévues avaient été effectuées à Wood River.

Les prix du pétrole brut sont demeurés volatils pendant tout le premier trimestre. L'écart entre les prix du WTI et du Western Canadian Select (« WCS ») à Hardisty est passé à 20,53 \$ US le baril en moyenne, soit une hausse de 66 % par rapport au premier trimestre de 2019 causée par les importants stocks de pétrole brut découlant d'expéditions de pétrole brut par train moins élevées que prévu. La baisse du prix du WTI, la diminution du prix de référence du WCS, qui s'est établi à 25,64 \$ US le baril (42,53 \$ US le baril en 2019), et l'utilisation de condensats achetés à un prix plus élevé au quatrième trimestre de 2019 ont eu un effet défavorable sur nos résultats financiers en amont (marge d'exploitation).

Au premier trimestre de 2020, notre marge d'exploitation en amont s'est établie à un montant négatif de 214 M\$ par rapport à une marge d'exploitation positive de 935 M\$ en 2019. Ce recul s'explique par une baisse du prix de vente réalisé du pétrole brut, des réductions de valeur hors trésorerie des stocks faisant suite à la baisse des prix et des pertes réalisées liées à la gestion des risques de 25 M\$, contre des gains de 12 M\$ à ce titre en 2019; ces facteurs ont été atténués par une hausse des volumes de vente.

Le secteur Raffinage et commercialisation a inscrit une marge d'exploitation négative de 375 M\$ au premier trimestre de 2020, soit une diminution de 679 M\$ par rapport au premier trimestre de 2019, en raison surtout de la baisse des prix mondiaux du pétrole brut et des produits raffinés qui ont donné lieu à des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de 253 M\$ ainsi que de l'avantage moins marqué sur le pétrole brut et de la réduction des marges de craquage. La diminution de la marge d'exploitation a été en partie annulée par la hausse des marges réalisées sur la vente de produits propres et l'accroissement de la production de pétrole brut. Au premier trimestre de 2019, les taux de production de pétrole brut avaient été réduits par des interruptions de service non planifiées, notamment en raison d'un incendie dans une unité de distillation à la raffinerie de Wood River.

Au premier trimestre de 2020, nous avons :

- obtenu un prix de vente réalisé moyen du pétrole brut de 22,74 \$ le baril alors qu'il était de 49,84 \$ le baril au premier trimestre de 2019;
- inscrit des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 125 M\$ (436 M\$ en 2019), une insuffisance des fonds provenant de l'exploitation ajustés de 146 M\$ (fonds provenant de l'exploitation ajustés de 1,0 G\$ en 2019) et une insuffisance des fonds provenant de l'exploitation disponibles de 450 M\$ (fonds provenant de l'exploitation disponibles de 688 M\$ en 2019);
- inscrit une perte nette de 1 797 M\$ comparativement à un bénéfice net de 110 M\$ en 2019;
- comptabilisé des charges de dépréciation d'actifs de 318 M\$;
- racheté une tranche de 100 M\$ US de nos billets non garantis pour 81 M\$ US.

Après le 31 mars 2020, nous avons obtenu une facilité de crédit engagée supplémentaire de 1,1 G\$, d'une durée de 364 jours assortie d'une option de prolongation de un an au gré du prêteur, qui nous permettra de mieux traverser le ralentissement économique actuel. Cette nouvelle facilité porte à 5,6 G\$ le total de nos facilités de crédit engagées.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS

### Sommaire des résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 31 mars		2019
	2020	Variation (%)	
<b>Volumes de production en amont</b>			
<b>Sables bitumineux (b/j)</b>			
Foster Creek	163 820	6	154 156
Christina Lake	223 216	18	188 824
	<b>387 036</b>	<b>13</b>	342 980
<b>Hydrocarbures classiques<sup>1)</sup> (bep/j)</b>	<b>95 558</b>	<b>(8)</b>	104 290
<b>Total de la production (bep/j)</b>	<b>482 594</b>	<b>8</b>	447 270
<b>Ventes (bep/j)</b>	<b>435 880</b>	<b>14</b>	381 444
<b>Raffinage et commercialisation</b>			
Production de pétrole brut <sup>2)</sup> (kb/j)	442	18	375
Produits raffinés <sup>2)</sup> (kb/j)	460	14	402
Taux d'utilisation du pétrole brut <sup>2)</sup> (%)	89	11	78
<b>Pétrole brut transporté par train (b/j)</b>			
Chargements <sup>3)</sup>	96 043	651	12 785
Ventes <sup>4)</sup>	103 243	564	15 541

1) Ce secteur était auparavant le secteur Deep Basin.

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

3) Correspond aux volumes transportés à l'extérieur de l'Alberta.

4) Correspond aux volumes vendus à l'extérieur de l'Alberta.

### Volumes de production en amont

Les activités en amont ont affiché un bon rendement au premier trimestre de 2020. La production tirée des sables bitumineux s'est établie à 387 036 barils par jour (342 980 barils par jour en 2019) grâce à la mesure d'allègement offerte par le programme d'allocation de production spéciale du gouvernement de l'Alberta et à la levée partielle de la réduction de production qu'il avait imposée au premier trimestre de 2019. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la décision que la société a prise en mars de fonctionner à une capacité moindre en raison de la faiblesse des prix des marchandises découlant de la pandémie de COVID-19. La limite imposée à notre production en amont a été augmentée à 64 098 barils par jour au cours du trimestre en raison de l'allocation de production spéciale liée aux expéditions de pétrole brut par train.

La production du secteur Hydrocarbures classiques au premier trimestre de 2020 a été de 95 558 bep par jour, comparativement à 104 290 bep par jour en 2019, à cause des baisses naturelles découlant de la réduction des investissements de maintien, facteur qui a été en partie annulé par la production tirée de la zone Marten Hills à compter de 2020 et la réduction des interruptions de production occasionnées par les indisponibilités des pipelines de tiers.

## Raffinage et commercialisation

La production de pétrole brut et de produits raffinés a augmenté au premier trimestre de 2020 par rapport à la même période de 2019. La révision prévue à Borger et les activités de maintenance prévues et les interruptions de service non planifiées à Wood River ont eu une incidence moindre sur les activités que sur les travaux de maintenance prévus et imprévus aux raffineries au premier trimestre de 2019, qui avaient été occasionnés notamment par un incendie dans une unité de distillation à Wood River.

Le lecteur trouvera de plus amples renseignements sur les variations de nos résultats financiers et d'exploitation à la section « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les activités de gestion des risques de Cenovus, se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion et aux notes annexes aux états financiers consolidés.

## Sommaire des résultats financiers consolidés

Les principales composantes de nos résultats financiers du trimestre clos le 31 mars 2020 ont été la chute des prix du pétrole brut, la diminution de la production des raffineries et la hausse 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)	2020		2019			2018 <sup>1),2)</sup>			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
<b>Produits des activités ordinaires</b>	3 968	4 838	4 736	5 603	5 004	4 545	5 857	5 832	4 610
<b>Marge d'exploitation<sup>3)</sup></b>	(589)	864	1 080	1 277	1 239	135	1 191	911	157
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	125	740	834	1 275	436	488	1 258	506	(134)
<b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés<sup>4)</sup></b>	(146)	687	928	1 082	1 005	7	980	767	(33)
<b>Résultat d'exploitation</b>	(1 187)	(164)	284	267	69	(1 670)	(41)	(292)	(752)
par action (\$) <sup>5)</sup>	(0,97)	(0,13)	0,23	0,22	0,06	(1,36)	(0,03)	(0,24)	(0,61)
<b>Résultat net</b>	(1 797)	113	187	1 784	110	(1 350)	(242)	(410)	(914)
par action (\$) <sup>5)</sup>	(1,46)	0,09	0,15	1,45	0,09	(1,10)	(0,20)	(0,33)	(0,74)
<b>Dépenses d'investissement<sup>6)</sup></b>	304	317	294	248	317	276	271	294	522
<b>Dividendes</b>									
Dividendes en numéraire	77	77	60	62	61	62	61	62	60
par action (\$) <sup>5)</sup>	0,0625	0,0625	0,0500	0,0500	0,0500	0,0500	0,0500	0,0500	0,0500

1) Nous avons adopté IFRS 16, Contrats de location (« 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 » de notre rapport de gestion annuel de 2019.

2) Les données sont présentées sur la base des activités poursuivies.

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

4) Mesure hors PCGR définie dans le présent rapport de gestion. Les chiffres des périodes comparatives ont été reclassés pour que leur traitement soit conforme à celui appliqué pour la période considérée aux réductions de valeur hors trésorerie des stocks.

5) Résultat de base et dilué par action.

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

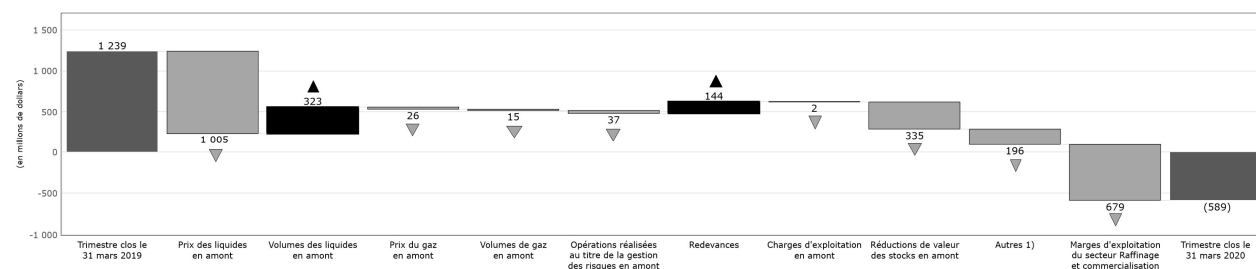
## Marge d'exploitation

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019 <sup>1)</sup>
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>4 238</b>	5 336
Déduire : Redevances	<b>47</b>	191
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>4 191</b>	5 145
<b>Charges</b>		
Produits achetés	<b>1 944</b>	2 159
Transport et fluidification	<b>1 627</b>	1 166
Charges d'exploitation	<b>597</b>	596
Réductions de valeur des stocks	<b>588</b>	4
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	<b>24</b>	(19)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>(589)</b>	1 239

1) Les chiffres de la période comparative ont été reclassés pour que leur traitement soit conforme à celui appliqué pour la période considérée aux réductions de valeur hors trésorerie des stocks.

## Variation de la marge d'exploitation



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.

La marge d'exploitation a diminué au premier trimestre de 2020 par rapport à 2019, principalement en raison des facteurs suivants :

- la diminution du prix de vente moyen du pétrole brut découlant de la baisse des prix de référence et de l'élargissement des écarts de prix;
- le recul de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation à cause surtout des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de 253 M\$ par suite de la baisse des prix des produits raffinés et du pétrole brut ainsi que de la diminution de l'avantage sur le pétrole brut et de la réduction des marges de craquage;
- les réductions de valeur hors trésorerie des stocks de 335 M\$ liées à nos actifs en amont;
- une hausse des frais de transport et de fluidification causée par l'utilisation pour la fluidification de stocks de condensats achetés à un prix plus élevé;
- les pertes réalisées liées à la gestion des risques en amont de 25 M\$ (profits de 12 M\$ en 2019).

Cette diminution de la marge d'exploitation a été en partie annulée par l'accroissement des volumes de vente de liquides et la baisse des redevances découlant du recul des prix réalisés.

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

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

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés constituent une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer la capacité d'une entreprise de financer ses programmes d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières. Ils s'entendent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte non tenu de la variation nette des autres actifs et des autres passifs et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. Les éléments hors trésorerie du fonds de roulement sont composés des débiteurs, des stocks (exclusion faite des réductions de valeur hors trésorerie 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.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>125</b>	436
(Ajouter) déduire :		
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(39)	(21)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement <sup>1)</sup>	310	(548)
<b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés<sup>1)</sup></b>	<b>(146)</b>	1 005

1) Les chiffres de la période comparative ont été reclassés pour que leur traitement soit conforme à celui appliqué pour la période considérée aux réductions de valeur hors trésorerie des stocks.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont été moins élevés qu'au premier trimestre de 2019 en raison de la baisse de la marge d'exploitation, en partie compensée par la diminution des charges financières. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au premier trimestre de 2020 s'explique essentiellement par la baisse des comptes débiteurs et des stocks, compensée en partie par la diminution des créditeurs et de l'impôt sur le résultat à payer. La baisse des stocks ne tient pas compte de l'incidence des réductions de valeur des stocks tant que ces derniers ne sont pas vendus.

Au premier trimestre de 2019, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement s'expliquait principalement 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.

## 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	
	2020	2019
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>(2 145)</b>	157
Ajouter (déduire) :		
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques <sup>1)</sup>	22	236
(Profit) perte de change latent autre que d'exploitation <sup>2)</sup>	589	(209)
(Profit) perte à la sortie d'actifs	1	5
<b>Résultat d'exploitation avant impôt</b>	<b>(1 533)</b>	189
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(346)	120
<b>Total du résultat d'exploitation</b>	<b>(1 187)</b>	69

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.

Au premier trimestre de 2020, le résultat d'exploitation s'est détérioré par rapport à celui de 2019 principalement à cause de la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés, mentionnée plus haut, des réductions de valeur des stocks de 588 M\$ découlant de la baisse des prix de référence, ainsi que de l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement qui incluait des pertes de valeur de 315 M\$, facteurs en partie contrebalancés par un profit de 130 M\$ à la réévaluation du paiement éventuel (perte de 263 M\$ en 2019) et la baisse des frais généraux et frais d'administration.

## Résultat net

(en millions de dollars)

<b>Résultat net du trimestre clos le 31 mars 2019</b>	<b>110</b>
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :	
Marge d'exploitation	(1 828)
Activités non sectorielles et éliminations	
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques	214
Profit (perte) de change latent	(886)
Réévaluation du paiement éventuel	393
Profit (perte) à la sortie d'actifs	4
Charges <sup>1)</sup>	176
Amortissement et épuisement	(377)
Coûts de prospection	2
Produit (charge) d'impôt sur le résultat	395
<b>Résultat net du trimestre clos le 31 mars 2020</b>	<b>(1 797)</b>

1) Tiennent compte des (profits) pertes réalisés liés à la gestion des risques du secteur Activités non sectorielles et éliminations, de la provision hors trésorerie 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.

La société a comptabilisé une perte nette de 1 797 M\$ au premier trimestre de 2020 comparativement à un bénéfice net de 110 M\$ en 2019. Cette diminution marquée s'explique principalement par la baisse du résultat d'exploitation mentionnée plus haut et par les pertes de change autres que d'exploitation de 589 M\$ contre des profits de 209 M\$ en 2019. Ce recul de notre résultat net a été en partie contrebalancé par un produit d'impôt différé de 348 M\$, comparativement à une charge de 41 M\$, et par des pertes latentes de 22 M\$ liées à la gestion des risques contre 236 M\$ au premier trimestre de 2019.

## Dépenses d'investissement

(en millions de dollars)

	Trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019 <sup>1)</sup>
Sables bitumineux	194	211
Hydrocarbures classiques <sup>2)</sup>	16	17
Raffinage et commercialisation	61	55
Activités non sectorielles et éliminations	33	34
<b>Dépenses d'investissement<sup>3)</sup></b>	<b>304</b>	<b>317</b>

1) Au premier trimestre de 2020, nous avons reclassé notre nouvelle zone de ressources, Marten Hills, du secteur Sables bitumineux au secteur Hydrocarbures classiques. L'information comparative a été reclassée.

2) Ce secteur était auparavant le secteur Deep Basin.

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

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

## 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 liés à la qualité et à l'emplacement, 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 2020	Variation (%)	T1 2019	T4 2019
<b>Brent</b>				
Moyenne	50,96	(20)	63,88	62,50
<b>WTI</b>				
Moyenne	46,17	(16)	54,90	56,96
Écart moyen Brent/WTI	4,79	(47)	8,98	5,54
<b>WCS à Hardisty (« WCS »)</b>				
Moyenne	25,64	(40)	42,53	41,13
Écart moyen WTI/WCS	20,53	66	12,37	15,83
Moyenne (\$ CA/b)	34,11	(40)	56,58	54,29
<b>WCS à Nederland</b>				
Moyenne	41,80	(27)	57,12	51,47
Écart moyen WTI/WCS à Nederland	4,37	(297)	(2,22)	5,49
<b>West Texas Sour (« WTS »)</b>				
Moyenne	45,47	(15)	53,71	57,26
Écart moyen WTI/WTS	0,70	(41)	1,19	(0,30)
<b>Condensats (C5 à Edmonton)</b>				
Moyenne	46,28	(8)	50,50	53,01
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	(0,11)	(103)	4,40	3,95
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	(20,64)	159	(7,97)	(11,88)
Moyenne (\$ CA/b)	61,71	(8)	67,15	69,97
<b>Moyenne des prix des produits raffinés</b>				
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	51,99	(19)	64,15	64,83
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	60,32	(22)	77,10	78,09
<b>Marge de raffinage : moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries<sup>2)</sup></b>				
Chicago	8,79	(35)	13,57	12,27
Groupe 3	10,91	(26)	14,80	14,60
<b>Moyenne des prix du gaz naturel</b>				
Prix AECO <sup>3)</sup> (\$ CA/kpi <sup>3</sup> )	2,14	10	1,94	2,34
Prix NYMEX (\$ US/kpi <sup>3</sup> )	1,95	(38)	3,15	2,50
<b>Taux de change (\$ US/\$ CA)</b>				
Moyenne	0,744	(1)	0,752	0,758
Fin de la période	0,705	(6)	0,748	0,770

1) Ces prix de référence ne correspondent pas aux prix de vente que nous avons réalisés et sont approximatifs. 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 de la rubrique « 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).

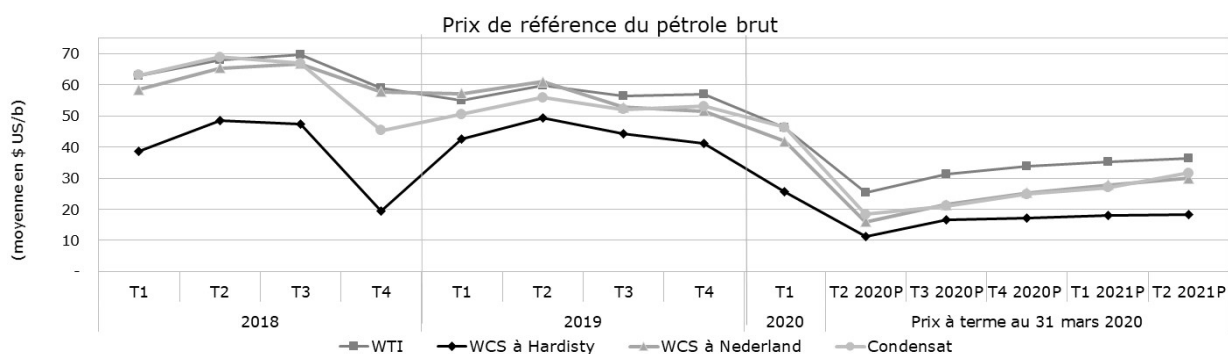


### Prix de référence – pétrole brut

Au premier trimestre de 2020, les prix de référence moyens du Brent et du WTI ont diminué, car la demande a fortement baissé à cause de la pandémie de COVID-19 et de l'accroissement de l'offre découlant de l'échec de la coordination des réductions de production entre les pays membres de l'OPEP et certains pays hors OPEP, en particulier l'Arabie saoudite et la Russie.

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 2020, l'écart Brent-WTI s'est rétréci par rapport au premier trimestre de 2019 en raison des ajouts faits à la capacité de transport pipelinier en 2019 et de la réduction de l'offre en provenance du bassin Permian, qui ont diminué la congestion à Cushing, en Oklahoma.

Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. Au premier trimestre de 2020, le niveau des stocks de pétrole brut et les contraintes de transport (augmentation graduelle des expéditions de pétrole brut par train moins élevée que prévu dans le secteur pétrogazier) ont entraîné un élargissement de l'écart moyen WTI-WCS par rapport au premier trimestre de 2019. La diminution de la production causée par la réduction de production imposée a soutenu les prix de référence en Alberta. Le WCS à Nederland est un prix de référence du pétrole lourd sur la côte américaine du golfe du Mexique qui est représentatif de nos prix de vente dans cette région. L'offre et la demande de pétrole lourd sont restées restreintes à l'échelle mondiale, comme en témoigne la hausse des prix pratiqués sur la côte américaine du golfe du Mexique au premier trimestre de 2020. Les principaux facteurs qui ont influé sur les prix sont la rupture de l'accord concernant la coordination des réductions de production survenue le 6 mars 2020 et les sanctions américaines contre le Venezuela et l'Iran.



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 2020 par rapport au même trimestre de 2019 en raison des ajouts faits à la capacité de transport pipelinier vers la fin de 2019. En mars 2020, l'écart WTI-WTS s'est élargi, car les raffineurs ont adapté leur production à la baisse de la demande.

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. Nos coûts de fluidification sont aussi influencés par le moment où ont lieu les achats et les livraisons de condensats qui font partie des stocks pouvant être utilisés ainsi que le moment où sont vendus les produits fluidifiés.

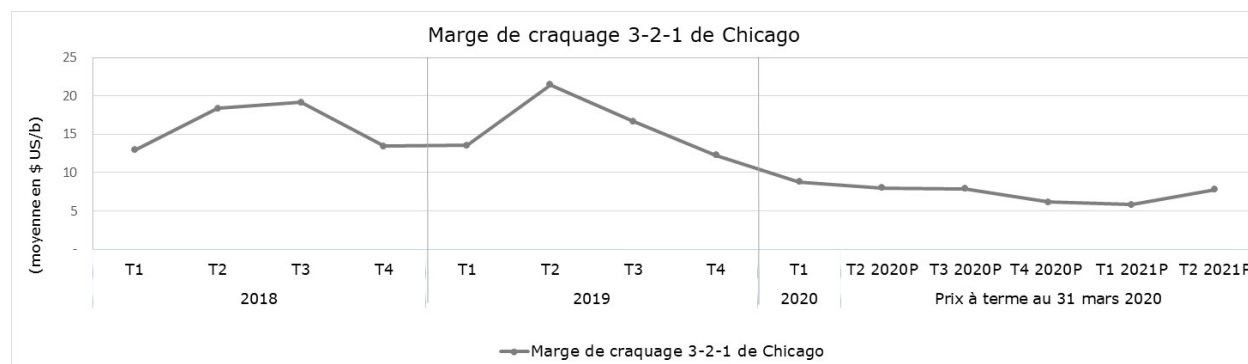
L'écart moyen condensats-WTI en Alberta s'est établi à une prime au premier trimestre de 2020 contre un escompte en 2019. Le rétrécissement de l'écart en 2020 s'explique par la faible croissance de l'offre de condensats au Canada et la forte demande saisonnière provenant de la production tirée des sables bitumineux.

### 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 2020 à cause principalement de la diminution de la demande de produits faisant suite à l'épidémie de COVID-19 et à la baisse des prix mondiaux du pétrole brut. 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 mondiaux. 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.

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 2020 par rapport à 2019; ils sont cependant restés bas surtout en raison de la faiblesse de la demande causée par le temps plus chaud et la surabondance de l'offre de gaz en découlant. Le prix moyen au NYMEX a diminué par rapport à celui du premier trimestre de 2019 à cause de la baisse de la demande.

### **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. En période d'affaiblissement du dollar canadien, la dette libellée en dollars américains de la société donne lieu à des pertes de change latentes à la conversion en dollars canadiens.

Au premier trimestre de 2020, le dollar canadien s'est déprécié en moyenne par rapport au dollar américain, comparativement au premier trimestre de 2019, ce qui a eu une incidence positive d'environ 40 M\$ sur nos produits des activités ordinaires. La dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain au 31 mars 2020 comparativement au 31 décembre 2019 a donné lieu à des pertes de change latentes de 589 M\$ à la conversion de notre dette libellée en dollars américains.

## 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.

**Hydrocarbures classiques**, qui comprend des actifs riches en LGN et en gaz naturel dans les zones d'exploitation Elmworth-Wapiti, Kaybob-Edson et Clearwater de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, ainsi que les actifs de prospection de pétrole lourd de Marten Hills. Ces actifs comprennent des participations dans de nombreuses installations de traitement du gaz naturel. Au premier trimestre de 2020, nous avons changé le nom de notre secteur Deep Basin pour celui d'Hydrocarbures classiques et reclassé notre nouvelle zone de ressources, Marten Hills, du secteur Sables bitumineux au secteur Hydrocarbures classiques. Les chiffres des périodes comparatives ont été reclassés.

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

**Activités non sectorielles et éliminations**, qui comprend principalement les profits ou les pertes latents comptabilisés à l'égard des instruments financiers dérivés, les profits ou pertes à la sortie d'actifs, ainsi que d'autres coûts de Cenovus au titre des activités générales, administratives, de financement et de recherche. Lorsqu'un instrument financier est réglé, le profit réalisé (ou la perte réalisée) est comptabilisé dans le secteur à présenter auquel se rapporte l'instrument dérivé. Les éliminations 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.

### Produits des activités ordinaires par secteur à présenter

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars		2019
	2020	Variation (%)	
Sables bitumineux	1 983	(12)	2 250
Hydrocarbures classiques <sup>1)</sup>	159	(23)	206
Raffinage et commercialisation	2 049	(24)	2 689
Activités non sectorielles et éliminations	(223)	(58)	(141)
	<b>3 968</b>	<b>(21)</b>	<b>5 004</b>

1) Ce secteur était auparavant le secteur Deep Basin.

Les produits des activités ordinaires du secteur Sables bitumineux ont diminué au premier trimestre de 2020 par rapport à ceux de 2019 en raison de la baisse des prix de référence, en partie compensée par la hausse des volumes de vente et la diminution des redevances. Les produits tirés du secteur Hydrocarbures classiques ont reculé au premier trimestre de 2020 comparativement à ceux de 2019 à cause de la baisse des prix réalisés et des volumes de vente, atténuée par la diminution des redevances.

Les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont diminué de 24 % au premier trimestre de 2020 par rapport à 2019. Les produits tirés du raffinage ont diminué en raison de la baisse des prix des produits raffinés, ce qui cadre avec la diminution des prix de référence moyens 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 diminué au premier trimestre de 2020 par rapport à 2019 à cause d'une réduction des prix et des volumes de pétrole brut, en partie compensée par la hausse des volumes de gaz naturel.

Les produits des activités ordinaires 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.

## SABLES BITUMINEUX

Au premier trimestre de 2020, nous avons :

- commencé l'intensification de la production pour pouvoir bénéficier du programme d'allocation de production spéciale en janvier et en février, avant d'effectuer des réductions de production volontaires en mars en raison de l'effondrement des prix du pétrole brut;
- réduit les charges d'exploitation par baril, qui sont passées à 7,75 \$ le baril par rapport à 9,06 \$ le baril en 2019;
- enregistré un prix net opérationnel relatif au pétrole brut de 2,58 \$ le baril, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques et des réductions de valeur hors trésorerie des stocks, soit une baisse de 91 % par rapport à 2019;
- inscrit une marge d'exploitation négative de 266 M\$, soit une diminution de 1 107 M\$ par rapport au premier trimestre de 2019 imputable à la baisse des prix de vente moyens réalisés, aux réductions de valeur hors trésorerie de 335 M\$ des stocks de produits et à l'augmentation des coûts des condensats, facteurs en partie compensés par l'accroissement des volumes et la diminution des redevances.

### Résultats financiers

(en millions de dollars)

#### Chiffre d'affaires brut

Déduire : Redevances

#### Produits des activités ordinaires

#### Charges

Transport et fluidification

Activités d'exploitation

Réductions de valeur des stocks

(Profit) perte lié à la gestion des risques

#### Marge d'exploitation

Amortissement et épuisement

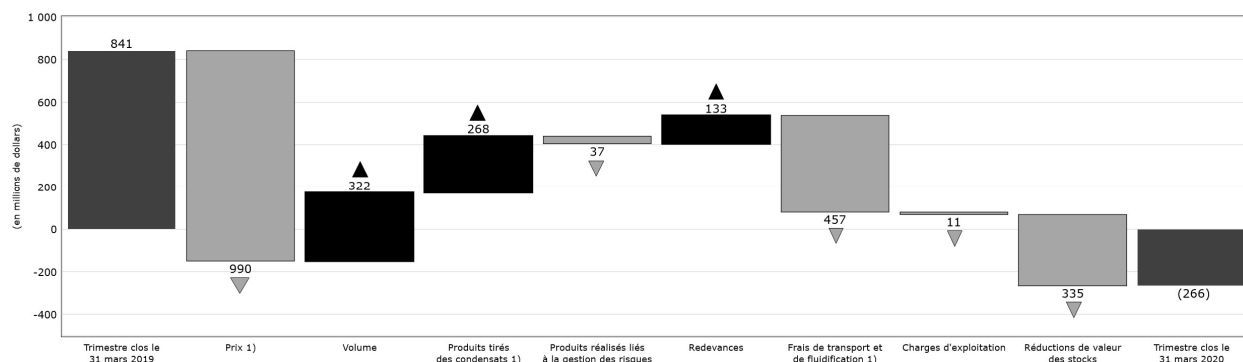
Coûts de prospection

#### Résultat sectoriel

#### Trimestres clos les 31 mars

2020	2019
<b>2 027</b>	2 427
<b>44</b>	177
<b>1 983</b>	2 250
<b>1 604</b>	1 147
<b>285</b>	274
<b>335</b>	-
<b>25</b>	(12)
<b>(266)</b>	841
<b>411</b>	369
<b>3</b>	5
<b>(680)</b>	467

### Variation de la marge d'exploitation



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

### Produits des activités ordinaires

#### Prix

Au premier trimestre de 2020, le prix de vente réalisé du pétrole brut s'est établi à 22,35 \$ le baril alors qu'il était de 49,67 \$ le baril en 2019. Le prix de vente du pétrole brut de la société a diminué à cause de la baisse du prix de référence moyen du WTI, de l'élargissement de 66 % de l'écart WTI-WCS qui s'est établi à un escompte de 20,53 \$ US le baril (escompte de 12,37 \$ US le baril en 2019), de l'élargissement de l'écart entre le WCS et le Christina Dilbit Blend (« CDB »), de l'utilisation pour la fluidification de stocks de condensats achetés à un prix plus élevé et de la réduction des volumes vendus à l'extérieur de l'Alberta. La diminution du prix du pétrole brut reflète également l'élargissement de la prime des prix du WCS en regard de ceux des condensats, qui s'est établie à 20,64 \$ US le baril (7,97 \$ US le baril en 2019). Au cours du premier trimestre de 2020, nous avons vendu environ 30 % de notre production (environ 18 % en 2019) à l'extérieur de l'Alberta, ce qui a contré en partie la baisse de notre prix de vente réalisé.

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. 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 réalisé 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, que nous acheminons au marché d'Edmonton. 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 vendons notre production de pétrole fluidifié. Le contexte de recul des prix du pétrole brut est généralement défavorable à notre prix de vente réalisé pour le bitume, puisque nous utilisons des condensats achetés plus tôt au cours de l'exercice à un prix plus élevé.

#### Volumes de production

(b/j)	Trimestres clos les 31 mars		
	2020	Variation (%)	2019
Foster Creek	163 820	6	154 156
Christina Lake	223 216	18	188 824
	<b>387 036</b>	<b>13</b>	<b>342 980</b>

Au premier trimestre de 2020, les niveaux de production à Foster Creek et à Christina Lake ont été supérieurs à ceux de 2019 grâce à l'intensification de la production qui nous a permis de bénéficier du programme d'allocation de production spéciale et à la levée partielle des réductions de production obligatoires, facteurs qui ont été en partie annulés par les réductions de production volontaires que nous avons effectuées en mars 2020 en réaction à l'effondrement des prix du pétrole brut. Au premier trimestre de 2019, les réductions de production imposées par le gouvernement étaient plus strictes, ce qui avait restreint notre production.

#### Redevances

Les redevances pour les projets de sables bitumineux de la société sont établies en fonction de taux fixés par le gouvernement selon que le projet a atteint ou non le stade de récupération des coûts, et fondés sur une échelle mobile en utilisant le prix de référence du WTI exprimé en équivalent de dollars canadiens.

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.

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.

Aux fins du calcul des redevances, Foster Creek et Christina Lake sont des projets ayant atteint le stade de récupération des coûts.

#### Taux de redevance réels

(en pourcentage)	Trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Foster Creek	11,7	10,9
Christina Lake	9,5	17,4

Au premier trimestre de 2020, les redevances ont diminué de 133 M\$ par rapport à 2019 par suite de la réduction des produits des activités ordinaires causée par la baisse des prix du WCS, ainsi que de la diminution des taux de redevance publiés par le ministère de l'Énergie de l'Alberta par suite de la baisse des prix de référence moyens annuels du WTI. Le taux de redevance de Foster Creek a été légèrement plus élevé au premier trimestre de 2020 à cause d'ajustements annuels moindres découlant des déclarations de fin de période par rapport au trimestre correspondant de 2019.

## Charges

### Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 457 M\$ par rapport à ceux du premier trimestre de 2019. Les frais de fluidification ont augmenté par suite de la hausse des prix et des volumes de condensats. Les coûts des condensats ont été supérieurs au prix de référence moyen à Edmonton surtout à cause des frais de transport associés à l'acheminement des condensats entre les divers marchés et nos projets de sables bitumineux ainsi que du moment où les condensats ont été achetés.

Les frais de transport ont augmenté surtout à cause de la hausse des volumes expédiés par train découlant de l'intensification de la production aux termes du programme d'allocation de production spéciale, qui a entraîné une augmentation des ventes aux États-Unis par rapport au premier trimestre de 2019. Au premier trimestre de 2020, nous avons acheminé environ 30 % de nos volumes vers des destinations aux États-Unis, par pipeline ou par train, ce qui nous a permis d'obtenir de meilleurs prix. En raison de la faiblesse actuelle des prix des marchandises, nous avons temporairement interrompu notre programme de transport ferroviaire de pétrole brut et prévoyons que les frais de transport futurs resteront bas tant que les fondamentaux des prix sous-jacents ne soutiendront pas la poursuite de notre programme.

### Frais de transport unitaires

Les frais de transport unitaires de Foster Creek ont augmenté de 4,98 \$ le baril, pour s'établir à 14,37 \$ le baril, en raison de l'augmentation des volumes vendus expédiés par train vers les États-Unis, en partie annulée par la baisse des tarifs pipeliniers et l'augmentation du total des volumes de vente. Les frais de transport unitaires de Christina Lake ont augmenté de 3,72 \$ le baril, pour s'établir à 8,18 \$ le baril, en raison de l'augmentation des volumes vendus expédiés par train et par pipeline vers les États-Unis, en partie annulée par l'augmentation du total des volumes de vente.

### Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier trimestre de 2020 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 augmenté principalement à cause du nombre plus élevé de reconditionnements, de la hausse des coûts des produits chimiques découlant de l'accroissement de la production et de l'augmentation des coûts de la main-d'œuvre ainsi que des réparations et de la maintenance, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par la diminution des coûts du carburant.

### Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Trimestres clos les 31 mars		2019
	2020	Variation (%)	
<b>Foster Creek</b>			
Carburant	2,69	(14)	3,13
Autres coûts	6,59	(10)	7,31
Total	9,28	(11)	10,44
<b>Christina Lake</b>			
Carburant	2,07	(26)	2,80
Autres coûts	4,55	(10)	5,04
Total	6,62	(16)	7,84
<b>Total</b>	<b>7,75</b>	<b>(14)</b>	9,06

À Foster Creek et à Christina Lake, les coûts du carburant par baril ont diminué au premier trimestre de 2020 par suite de la hausse des volumes de vente et de la baisse des prix du gaz naturel, en partie compensées par l'accroissement de la consommation de gaz naturel. Au premier trimestre de 2019, l'injection de vapeur a été maintenue aux niveaux précédant la réduction de production obligatoire. L'injection de vapeur a augmenté au premier trimestre de 2020 en raison de l'augmentation de la production aux termes du programme d'allocation de production spéciale et par suite de la levée partielle des réductions de production obligatoires.

À Foster Creek et à Christina Lake, les charges d'exploitation autres que le carburant par baril ont diminué au premier trimestre de 2020 par rapport à 2019, surtout en raison de l'accroissement des volumes de vente.

### Réductions de valeur des stocks

Au 31 mars 2020, la société a comptabilisé des réductions de valeur hors trésorerie de 335 M\$ des stocks de pétrole brut dilué et de condensats en raison de la faiblesse des prix de référence à terme. La valeur des stocks de produits a été ramenée à la valeur nette de réalisation; la dépréciation peut être reprise dans une période ultérieure si les circonstances y ayant donné lieu n'existent plus et que les stocks sont encore disponibles. L'incidence sur la trésorerie est comptabilisée lorsque les stocks sont vendus.

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

(\$/baril)	Foster Creek		Christina Lake	
	2020	2019	2020	2019
Prix de vente	27,05	51,99	18,87	47,63
Redevances	1,47	4,45	1,01	7,30
Transport et fluidification <sup>2)</sup>	14,37	9,39	8,18	4,46
Charges d'exploitation	9,28	10,44	6,62	7,84
<b>Prix nets opérationnels, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>1,93</b>	27,71	<b>3,06</b>	28,03
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(0,61)	0,39	(0,74)	0,42
<b>Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>1,32</b>	28,10	<b>2,32</b>	28,45

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

2) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits.

Le prix net opérationnel est une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer le rendement opérationnel unitaire d'une entreprise. 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* (le « manuel COGE »). 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, ce qui facilite son transport vers les marchés. Pour un rapprochement des prix nets opérationnels, voir la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

À Foster Creek et à Christina Lake, notre prix net opérationnel moyen, exclusion faite des profits et des pertes réalisés liés à la gestion des risques, a diminué au premier trimestre de 2020 par rapport à 2019, surtout à cause de la baisse des prix de vente réalisés et de l'augmentation des frais de transport et de fluidification unitaires, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par la diminution des redevances et des charges d'exploitation unitaires et l'accroissement des volumes de vente. La dépréciation du dollar canadien en regard du dollar américain, par rapport à 2019, a eu une incidence positive d'environ 0,24 \$ par baril sur les prix de vente.

Au cours du premier trimestre de 2020, nous avons vendu environ 30 % de notre production tirée des sables bitumineux (environ 18 % en 2019) à l'extérieur de l'Alberta, ce qui a contré en partie la baisse de notre prix de vente réalisé et l'augmentation des frais de transport et de fluidification.

### Gestion des risques

Les positions de gestion des risques du premier trimestre de 2020 ont donné lieu à des pertes réalisées de 25 M\$ (profits réalisés de 12 M\$ en 2019) sur les transactions d'optimisation sur les marchés des condensats, ce qui est imputable aux prix de règlement moyens par rapport aux prix des contrats de couverture de Cenovus.

### Amortissement et épuisement et coûts de prospection

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction du total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement tient compte des dépenses engagées jusqu'à maintenant et des dépenses de mise en valeur 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.

Au premier trimestre de 2020, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux s'est établie à 411 M\$, soit une hausse par rapport à 2019, en raison de l'augmentation des volumes de vente, annulée en partie par la diminution des taux d'épuisement moyens. Le taux d'épuisement de Cenovus a diminué à cause de la baisse des coûts de mise en valeur future et des dépenses d'investissement de maintien. Le taux d'épuisement moyen du premier trimestre de 2020 s'est établi à environ 10,40 \$ le baril (11,20 \$ le baril en 2019).

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. La société a jugé que l'interruption temporaire de son programme de transport ferroviaire de pétrole brut était une indication de dépréciation pour l'unité génératrice de trésorerie (« UGT ») des wagons. Par conséquent, l'UGT a été soumise à un test de dépréciation et une perte de valeur de 3 M\$ a été comptabilisée à titre d'amortissement et d'épuisement supplémentaires.

Des coûts de prospection de 3 M\$ comptabilisés au premier trimestre de 2020 (5 M\$ en 2019) relativement à des coûts de prospection et d'évaluation déjà incorporés ont été radiés, car il a été établi que la valeur comptable n'était pas recouvrable.

## Dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Foster Creek	89	71
Christina Lake	59	121
	148	192
Autres <sup>1)</sup>	46	19
<b>Dépenses d'investissement<sup>2)</sup></b>	<b>194</b>	<b>211</b>

1) Comprend Narrows Lake, Telephone Lake et de nouvelles zones de ressources. Au premier trimestre de 2020, nous avons reclassé notre nouvelle zone de ressources, Marten Hills, du secteur Sables bitumineux au secteur Hydrocarbures classiques. L'information comparative a été reclassée.

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

Dans le secteur Sables bitumineux, des dépenses d'investissement de 194 M\$ ont été consacrées aux programmes de forage de puits de maintien se rapportant à la production actuelle de Foster Creek et de Christina Lake ainsi qu'au programme de puits stratigraphiques. D'autres dépenses d'investissement ont été consacrées à la poursuite de mesures clés et aux coûts du développement technologique. En 2019, les dépenses d'investissement visaient principalement l'achèvement de la construction de la phase G de Christina Lake et les programmes d'investissement de maintien et de puits stratigraphiques.

### Activités de forage

Trimestres clos les 31 mars	Puits de forage stratigraphique bruts		Puits productifs bruts <sup>1)</sup>	
	2020	2019	2020	2019
Foster Creek	38	14	-	-
Christina Lake	42	18	-	5
	80	32	-	5
Autres	75	14	-	-
	155	46	-	5

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

Le 9 mars et le 2 avril 2020, nous avons fait des annonces concernant nos principaux projets d'investissement et nos dépenses d'investissement prévisionnelles pour 2020. Aux prix actuels des marchandises, nous prévoyons de ne donner notre aval à aucun nouveau projet, pas même les phases d'expansion H de Christina Lake et de Foster Creek.

Nous prévoyons que les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux s'établiront entre 370 M\$ et 420 M\$ en 2020. Nos prévisions de 2020 mises à jour datées du 1<sup>er</sup> avril 2020 peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com. Ces nouvelles prévisions reflètent notre décision de réduire le niveau global de nos dépenses d'investissement en 2020 en raison du contexte difficile des prix des marchandises.

En 2020, les dépenses d'investissement consacrées à la technologie et à diverses autres activités, qui ont aussi été diminuées, devraient se situer entre 35 M\$ et 40 M\$; elles viseront seulement la poursuite de certaines mesures stratégiques qui devraient se révéler avantageuses sur le plan des coûts comme sur le plan environnemental.

## HYDROCARBURES CLASSIQUES

Au premier trimestre de 2020, nous avons :

- réduit le total des charges d'exploitation à 84 M\$, comparativement à 93 M\$ à la même période de 2019, grâce à l'optimisation des activités, à la priorité accordée aux interventions visant les puits, aux activités d'entretien et de réparation et à l'utilisation de notre infrastructure pour réduire notre structure de coûts;
- produit un total de 95 558 bep par jour, soit moins qu'en 2019, en raison des baisses naturelles découlant de la réduction des investissements de maintien, compensées en partie par la production tirée de Marten Hills et la réduction des interruptions de production occasionnées par les indisponibilités des pipelines de tiers;
- dégagé une marge d'exploitation de 52 M\$, soit une diminution de 42 M\$ découlant de la réduction des volumes et des prix de vente réalisés et de la hausse des frais de transport et de fluidification, en partie compensées par la diminution des redevances et des charges d'exploitation;
- comptabilisé une perte de valeur de 315 M\$ par suite du recul des prix à terme du pétrole brut et du gaz naturel;
- enregistré un prix net opérationnel de 5,32 \$ le bep, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques.



## Résultats financiers

(en millions de dollars)

### Chiffre d'affaires brut

Déduire : Redevances

### Produits des activités ordinaires

#### Charges

Transport et fluidification

Activités d'exploitation

### Marge d'exploitation

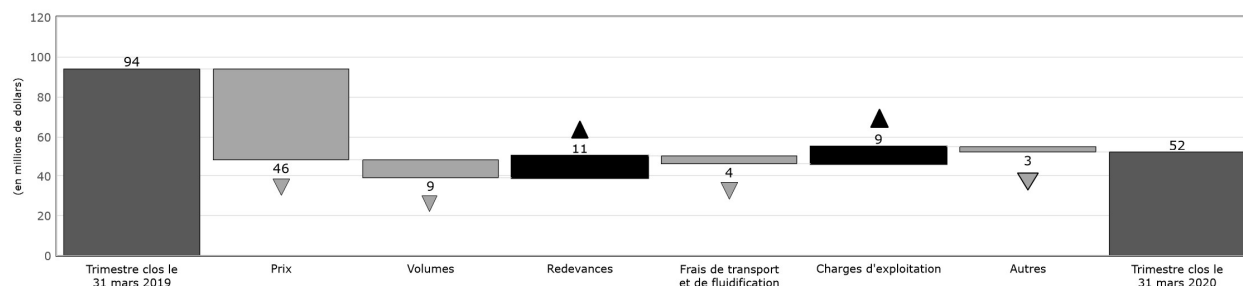
Amortissement et épuisement

### Résultat sectoriel

#### Trimestres clos les 31 mars

	2020	2019
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>162</b>	220
Déduire : Redevances	3	14
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>159</b>	206
<b>Charges</b>		
Transport et fluidification	23	19
Activités d'exploitation	84	93
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>52</b>	94
Amortissement et épuisement	408	86
<b>Résultat sectoriel</b>	<b>(356)</b>	8

## Variation de la marge d'exploitation



## Produits des activités ordinaires

### Prix

#### Trimestres clos les 31 mars

	2020	2019
Pétrole lourd (\$/b)	29,09	-
Pétrole léger et moyen (\$/b)	48,54	59,79
LGN (\$/b)	20,75	28,53
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	2,17	2,89
<b>Total d'équivalent de pétrole (\$/bep)</b>	<b>17,23</b>	21,86

Au premier trimestre de 2020, les produits des activités ordinaires ont diminué en raison de la réduction des prix de vente réalisés et des volumes. En 2020, nous avons tiré une production de pétrole lourd de notre nouvelle zone de ressources, Marten Hills. Au premier trimestre de 2020, les produits des activités ordinaires tenaient compte des produits liés aux frais de traitement de 12 M\$ (15 M\$ en 2019) 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

	2020	2019
<b>Liquides</b>		
Pétrole brut (b/j)	8 662	4 820
LGN (b/j)	21 104	23 183
	29 766	28 003
<b>Gaz naturel (Mpi<sup>3</sup>/j)</b>	<b>395</b>	458
<b>Production totale (bep/j)</b>	<b>95 558</b>	104 290
Production de gaz naturel (% par rapport au total)	69	73
Production de liquides (% par rapport au total)	31	27

La production du premier trimestre de 2020 a été inférieure à celle de 2019 en raison des baisses naturelles découlant de la réduction des investissements de maintien, en partie compensées par la production tirée de Marten Hills, commencée en 2020, et la réduction des interruptions de production occasionnées par les indisponibilités des pipelines de tiers.

## Redevances

Les actifs du secteur Hydrocarbures classiques 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 pétrole brut et 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.

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 2020, notre taux de redevance réel s'est établi à 3,8 % pour les liquides (11,7 % en 2019) et à 1,5 % pour le gaz naturel (3,4 % en 2019), car le crédit de redevance au titre de la GCA était supérieur à la charge de redevance en raison du recul des prix et de la production.

## Charges

### Transport

Les frais de transport unitaires se sont établis en moyenne à 2,55 \$ par bep au premier trimestre de 2020, contre 2,06 \$ par bep en 2019, en raison de la réduction des volumes de vente et de la hausse des tarifs pipeliniers. 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 secteur Hydrocarbures classiques est vendue sur le marché albertain.

### Charges d'exploitation

Le total des charges d'exploitation du premier trimestre de 2020 a diminué de 10 % pour s'établir à 84 M\$ (93 M\$ en 2019) par suite de l'optimisation des activités, de la priorité accordée aux interventions visant les puits, des activités de réparation et d'entretien et de l'utilisation de notre infrastructure pour réduire notre structure de coûts.

Au premier trimestre de 2020, les charges d'exploitation unitaires ont diminué et se sont chiffrées en moyenne à 9,01 \$ par bep (9,24 \$ par bep en 2019). La diminution des charges d'exploitation unitaires est attribuable à la baisse des coûts de main-d'œuvre, des taxes foncières et des coûts de location, principalement en raison de la diminution du nombre de locations, et des activités de réparation et de maintenance, contrée en partie par la diminution des volumes de vente et l'accroissement des coûts de traitement et de transport par camion des déchets et des liquides associés aux activités de Marten Hills.

## Prix nets opérationnels

(\$/bep)	Trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Prix de vente	17,23	21,86
Redevances	0,39	1,43
Transport et fluidification	2,55	2,06
Charges d'exploitation	9,01	9,24
Taxes à la production et impôts miniers	(0,04)	0,03
<b>Prix nets opérationnels, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>5,32</b>	9,10
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	-	(0,01)
<b>Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques</b>	<b>5,32</b>	9,09

## Amortissement et épuisement et coûts de prospection

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction du total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement tient compte des dépenses engagées jusqu'à maintenant et des dépenses de mise en valeur qu'il faudra encore engager pour mettre en valeur les réserves prouvées. Ce taux, qui est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué aux volumes de vente et sert à déterminer la charge d'amortissement et d'épuisement d'une période donnée. 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 10,80 \$ par bep au premier trimestre de 2020 (9,15 \$ par bep en 2019).

Au premier trimestre de 2020, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement s'est chiffrée à 408 M\$ (86 M\$ en 2019). Cette augmentation est imputable à la comptabilisation d'une perte de valeur de 315 M\$ par suite du recul des prix à terme du pétrole brut et du gaz naturel et de la hausse des taux d'amortissement.

## Dépenses d'investissement

Au premier trimestre de 2020, nous avons investi 16 M\$, contre 17 M\$ en 2019. Les dépenses d'investissement continuent d'être consacrées surtout à la mise en valeur méthodique de nos actifs du secteur Hydrocarbures classiques, qui suppose des activités d'exploitation fiables et sûres, l'obtention de données sismiques et l'achèvement des travaux préliminaires associés à l'infrastructure et à la préparation des forages futurs.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019 <sup>1)</sup>
Données sismiques	5	-
Forage et conditionnement	1	2
Installations	6	5
Autres	4	10
<b>Dépenses d'investissement<sup>2)</sup></b>	<b>16</b>	<b>17</b>

1) Au premier trimestre de 2020, nous avons reclassé notre nouvelle zone de ressources, Marten Hills, du secteur Sables bitumineux au secteur Hydrocarbures classiques. L'information comparative a été reclassée.

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

## Activités de forage

Au premier trimestre de 2020, nous n'avons procédé au forage et au conditionnement d'aucun puits net et deux puits nets ont été raccordés. Au même trimestre de 2019, aucun puits net n'avait été foré, conditionné, ni raccordé.

## Dépenses d'investissement futures

Le 9 mars 2020, nous avons annoncé que la plus grande partie des dépenses d'investissement résiduelles que nous avons prévu de consacrer aux actifs du secteur Hydrocarbures classiques, y compris Marten Hills, étaient suspendues. En 2020, les dépenses d'investissement consacrées au secteur Hydrocarbures classiques devraient se situer entre 30 M\$ et 35 M\$, ce qui est nettement moins que notre budget initial, et ce, à cause de la faiblesse actuelle des prix des marchandises.

Nos prévisions de 2020 mises à jour datées du 1<sup>er</sup> avril 2020 peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

## RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Au premier trimestre de 2020, nous avons :

- inscrit une production de pétrole brut de 442 000 barils par jour en moyenne, soit une hausse par rapport au premier trimestre de 2019;
- augmenté les volumes de chargement ferroviaire au terminal de pétrole brut Bruderheim, qui se sont chiffrés en moyenne à 81 167 barils par jour, comparativement à 52 833 barils par jour au premier trimestre de 2019. Le programme de transport ferroviaire de pétrole brut a été interrompu vers la fin du trimestre et la production a graduellement diminué en raison de la faiblesse des prix des marchandises;
- inscrit une marge d'exploitation négative de 375 M\$, soit une diminution de 679 M\$ par rapport à 2019, en raison de la baisse des prix mondiaux du pétrole brut et des produits raffinés, qui a donné lieu à des réductions de valeur hors trésorerie de 253 M\$ des stocks, ainsi que de l'avantage moins marqué sur le pétrole brut et de la réduction des marges de craquage.

## Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019 <sup>1)</sup>
Produits des activités ordinaires	2 049	2 689
Produits achetés	1 944	2 159
<b>Marge brute</b>	<b>105</b>	<b>530</b>
<b>Charges</b>		
Activités d'exploitation	228	229
Réductions de valeur des stocks	253	4
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(1)	(7)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>(375)</b>	<b>304</b>
Amortissement et épuisement	79	80
<b>Résultat sectoriel</b>	<b>(454)</b>	<b>224</b>

1) Les chiffres de la période comparative ont été reclassés pour que leur traitement soit conforme à celui appliqué pour la période considérée aux réductions de valeur hors trésorerie des stocks.

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

	Trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
<b>Capacité liée au pétrole brut (kb/j)</b>	<b>495</b>	482
<b>Production de pétrole brut (kb/j)</b>	<b>442</b>	375
Pétrole brut lourd	<b>197</b>	143
Pétrole léger ou moyen	<b>245</b>	232
<b>Produits raffinés (kb/j)</b>	<b>460</b>	402
Essence	<b>230</b>	213
Distillats	<b>151</b>	135
Autres	<b>79</b>	54
<b>Taux d'utilisation du pétrole brut (%)</b>	<b>89</b>	78

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

Sur une base de 100 %, les raffineries disposaient d'une capacité totale de traitement de 495 000 barils bruts par jour de pétrole brut, qui avait été refixée au 1<sup>er</sup> janvier 2020, ce qui tient compte de la capacité de raffiner jusqu'à 275 000 barils bruts par jour de pétrole brut lourd fluidifié. La capacité à traiter divers types de pétrole brut permet à nos 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 sa charge d'alimentation totale de manière à maximiser l'avantage économique qu'elle peut en tirer. Le taux d'utilisation du pétrole brut représente la totalité de pétrole brut que les raffineries traitent, exprimée en pourcentage de la capacité totale de traitement.

La production de pétrole brut et de produits raffinés a augmenté au premier trimestre de 2020, car la révision printanière prévue à Borger et les activités de maintenance prévues et les interruptions de service non planifiées à Wood River ont eu une incidence moindre sur les activités que sur les travaux de maintenance prévus et les interruptions de service non planifiées aux deux raffineries de 2019, qui avaient été occasionnés par un incendie dans une unité de distillation à Wood River. Vers la fin du trimestre, les raffineries ont commencé à réduire leur taux de production de pétrole brut à cause du ralentissement économique et de la réduction de la demande de produits raffinés causés par la pandémie de COVID-19.

### Terminal de transport ferroviaire de pétrole brut

Au premier trimestre de 2020, nous avons chargé en moyenne 81 167 barils par jour (65 751 barils par jour de nos volumes) de notre terminal de Bruderheim comparativement à une moyenne de 52 833 barils par jour (34 187 barils par jour de nos volumes) en 2019. Le 9 mars 2020, nous avons annoncé l'interruption temporaire de notre programme de transport ferroviaire de pétrole brut à cause de la faiblesse des prix du pétrole brut.

### 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 2020, la marge brute du secteur Raffinage et commercialisation a diminué de 425 M\$ par rapport au premier trimestre de 2019, surtout en raison de la baisse des prix mondiaux du pétrole brut et des produits raffinés, ce qui a entraîné la diminution de l'avantage sur le pétrole brut et des marges de craquage; ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la hausse des marges réalisées sur la vente de produits propres et l'accroissement de la production de pétrole brut, car les taux de production de 2019 avaient été réduits par des interruptions de service non planifiées, notamment à cause d'un incendie dans une unité de distillation à Wood River. Notre marge brute a bénéficié d'une incidence positive d'environ 1 M\$ causée par l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain au premier trimestre de 2020 comparativement au premier trimestre de 2019.

Au premier trimestre de 2020, le coût associé aux numéros d'identification renouvelables (« NIR ») s'est établi à 32 M\$, contre 26 M\$ en 2019. Le coût des NIR a augmenté principalement en raison de la hausse des obligations en matière de volume.

### Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation au premier trimestre de 2020 ont été la main-d'œuvre, la maintenance et les services publics. Les charges d'exploitation sont restées relativement stables, car les interruptions de service non planifiées à Wood River et le coût des activités de révision à Borger du premier trimestre de 2020 ont compensé les activités de maintenance prévues et les coûts liés à l'incendie survenu dans une unité de distillation à Wood River en 2019.

### Réductions de valeur des stocks

En raison du recul des prix des produits raffinés et du pétrole brut, la société a comptabilisé des réductions de valeur hors trésorerie de 253 M\$ des stocks de produits raffinés et de charges d'alimentation au premier trimestre de 2020 (4 M\$ en 2019). La valeur des stocks a été ramenée à la valeur nette de réalisation; la dépréciation peut être reprise dans une période ultérieure si les circonstances y ayant donné lieu n'existent plus et que les stocks sont encore disponibles.

### Amortissement et épuisement

Les actifs de raffinage et du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut sont amortis selon le mode linéaire sur la durée estimative d'utilité de chaque composante des installations, qui varie de trois à 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'épuisement du secteur Raffinage et commercialisation s'est chiffrée à 79 M\$ au premier trimestre de 2020 (80 M\$ en 2019).

### Dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Raffinerie de Wood River	31	23
Raffinerie de Borger	20	26
Commercialisation	10	6
<b>Dépenses d'investissement</b>	<b>61</b>	<b>55</b>

Les dépenses d'investissement du premier trimestre de 2020 ont été axées surtout sur des projets de fiabilité et de maintenance et d'amélioration des rendements, ainsi qu'à des initiatives de transport ferroviaire et à des infrastructures stratégiques.

En 2020, nous prévoyons d'investir de 270 M\$ à 300 M\$, ce qui est moins que le montant de notre prévision initiale, et nous continuerons de mettre l'accent sur le maintien des activités de raffinage. Nos prévisions de 2020 mises à jour datées du 1<sup>er</sup> avril 2020 peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com).

## ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Pour le trimestre clos le 31 mars 2020, les activités au titre de la gestion des risques ont donné lieu à des pertes latentes liées à la gestion des risques de 22 M\$ (pertes de 236 M\$ en 2019) et à une perte réalisée de 5 M\$ sur les couvertures de change (profit de 1 M\$ sur les contrats de change et perte de 1 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt en 2019).

### Charges

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Frais généraux et frais d'administration	(21)	72
Provision au titre de contrats déficitaires	(2)	(1)
Charges financières	107	124
Produits d'intérêts	(1)	(2)
(Profit) perte de change, montant net	637	(198)
Réévaluation du paiement éventuel	(130)	263
Frais de recherche	3	4
(Profit) perte à la sortie d'actifs	1	5
Autre (profit) perte, montant net	(9)	9
	<b>585</b>	<b>276</b>

### Frais généraux et frais d'administration

Les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été les primes d'intéressement à long terme, les coûts de la main-d'œuvre, et les charges d'exploitation associées à notre portefeuille immobilier. Au premier trimestre de 2020, les frais généraux et frais d'administration ont diminué de 93 M\$ par rapport au même trimestre de 2019 surtout grâce à la réduction des primes d'intéressement à long terme liée à la baisse du cours de nos actions. Le 2 avril 2020, nous avons annoncé une réduction des frais généraux et frais d'administration d'environ 50 M\$ par rapport à notre prévision initiale. Nos prévisions mises à jour datées du 1<sup>er</sup> avril 2020 peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com).

### Provision au titre de contrats déficitaires

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. Au premier trimestre de 2020, nous avons comptabilisé un recouvrement hors trésorerie de 2 M\$ au titre de contrats déficitaires, comparativement à un recouvrement hors trésorerie de 1 M\$ au premier trimestre de 2019.

### Charges financières

Au premier trimestre de 2020, les charges financières ont diminué de 17 M\$, surtout en raison d'une réduction de la dette totale par rapport au 31 mars 2019.

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2020, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette s'est établi à 5,0 % (5,1 % en 2019).

### Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
(Profit) perte de change latent	657	(229)
(Profit) perte de change réalisé	(20)	31
	<b>637</b>	<b>(198)</b>

Au premier trimestre de 2020, des pertes de change latentes de 657 M\$ ont été comptabilisées principalement par suite de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Au 31 mars 2020, le dollar canadien par rapport au dollar américain s'était déprécié en regard du taux au 31 décembre 2019, ce qui a donné lieu à des pertes latentes.

### 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 secteur Hydrocarbures classiques, auparavant les 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. Le paiement éventuel n'est pas plafonné. 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 13 M\$ au 31 mars 2020 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 sont imputées au résultat net. Pour le trimestre clos le 31 mars 2020, un profit au titre de la réévaluation hors trésorerie de 130 M\$ a été comptabilisé.

Le prix à terme moyen du WCS pour la durée résiduelle du paiement éventuel est de 25,74 \$ le baril. Le prix à terme trimestriel estimatif du WCS pour la durée résiduelle de l'entente est de l'ordre d'environ 13,90 \$ le baril à 31,70 \$ le baril.

### Amortissement et épuisement

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend des dotations au titre d'actifs non sectoriels comme le matériel informatique, les améliorations locatives, le mobilier de bureau et certains actifs au titre de droits d'utilisation. Les actifs non sectoriels sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimative des actifs en question, qui va de trois 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 à l'amortissement et à l'épuisement s'est chiffrée à 45 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2020 (31 M\$ en 2019). L'augmentation de la dotation par rapport à 2019 est due à une perte de valeur de 8 M\$ se rapportant à des améliorations locatives et à l'examen annuel des durées d'utilité.

### Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Charge d'impôt exigible		
Canada	-	4
États-Unis	-	2
<b>Charge (produit) d'impôt exigible</b>	<b>-</b>	<b>6</b>
<b>Charge (produit) d'impôt différé</b>	<b>(348)</b>	<b>41</b>
<b>Total de la charge (du produit) d'impôt</b>	<b>(348)</b>	<b>47</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, surtout dans le contexte économique actuel, 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.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2020, un produit d'impôt différé a été comptabilisé par suite de pertes subies au cours du trimestre à l'étude, exclusion faite des pertes de change latentes sur la dette à long terme. Pour le trimestre clos le 31 mars 2019, une charge d'impôt exigible avait été comptabilisée au titre des activités courantes, déduction faite des pertes de l'exercice précédent.

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.

### Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement de 33 M\$ du premier trimestre de 2020 ont été axées surtout sur la technologie, le matériel et l'infrastructure nécessaires pour moderniser notre milieu de travail, améliorer notre structure de coûts et mieux gérer les risques.

En mars et en avril 2020, nous avons réduit notre budget d'investissement et prévoyons maintenant d'investir entre 45 M\$ et 55 M\$, notamment pour soutenir les initiatives essentielles du secteur Raffinage et commercialisation, garantir la sécurité des emplacements en amont et assurer la fiabilité et la sécurité des systèmes et de l'infrastructure technologique essentiels à la réduction des coûts et du risque. Nos prévisions mises à jour datées du 1<sup>er</sup> avril 2020 peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Notre cadre financier et la souplesse de notre plan d'affaires nous procurent plusieurs façons de gérer prudemment notre situation financière. Nous avons pris de nouvelles mesures pour accroître notre résilience financière dans le contexte mondial de faiblesse des prix du pétrole brut. Depuis que les conditions actuelles se sont installées, nous avons réduit nos dépenses d'investissement prévues pour 2020 de 600 M\$, nos frais généraux et frais d'administration d'environ 50 M\$ et les charges d'exploitation de quelque 100 M\$ par rapport aux montants figurant dans le budget rendu public en décembre; nous avons également suspendu le versement de notre dividende.

	Trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
(en millions de dollars)		
<b>Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :</b>		
Activités d'exploitation	125	436
Activités d'investissement	(321)	(314)
<b>Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement</b>	<b>(196)</b>	122
Activités de financement	182	(652)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en devises	(12)	(7)
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(26)</b>	<b>(537)</b>
	<b>31 mars</b>	<b>31 décembre</b>
	<b>2020</b>	<b>2019</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>160</b>	186
<b>Dette</b>	<b>7 581</b>	6 699

Au 31 mars 2020, Cenovus respectait toutes les conditions de ses conventions d'emprunt.

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

Au premier trimestre de 2020, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont diminué par rapport à 2019 en raison principalement de la baisse de la marge d'exploitation, exclusion faite des réductions de valeur hors trésorerie des stocks, comme il est indiqué à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion; cette diminution a été en partie annulée par la baisse des charges financières, analysée à la rubrique « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion, et par les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, comme il est indiqué à la rubrique « Résultats d'exploitation et 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 un montant négatif de 657 M\$ au 31 mars 2020, par rapport à un montant positif de 839 M\$ au 31 décembre 2019.

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**

Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont été légèrement supérieures à celles du premier trimestre de 2019 en raison surtout du paiement éventuel de 14 M\$ du quatrième trimestre, qui a été versé en février 2020.

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

Au premier trimestre de 2020, les entrées de trésorerie liées aux activités de financement ont augmenté de 834 M\$ par rapport à 2019, principalement par suite d'un accroissement des emprunts à court terme contractés en 2020 et des remboursements plus élevés effectués sur les titres d'emprunt en 2019.

Au cours du trimestre, nous avons racheté une tranche de 100 M\$ US de billets non garantis, pour une somme de 81 M\$ US en trésorerie. Au premier trimestre de 2019, nous avons racheté une tranche de 449 M\$ US de billets non garantis, pour une somme de 419 M\$ US en trésorerie. Au 31 mars 2020, la dette totale, y compris les emprunts à court terme, s'établissait à 7 581 M\$ (6 699 M\$ au 31 décembre 2019).

#### **Dividendes**

Au premier trimestre de 2020, la société a versé un dividende de 0,0625 \$ par action ordinaire, soit 77 M\$ (0,05 \$ par action ordinaire, soit 61 M\$, en 2019). Le 2 avril 2020, elle a annoncé la suspension temporaire de son dividende en raison de la faiblesse des prix mondiaux du pétrole brut. La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres.

#### **Sources de liquidités disponibles**

Dans le contexte de la crise économique actuelle, la société prévoit de financer ses besoins en trésorerie à court terme par l'utilisation prudente de sa capacité d'emprunt, y compris des prélèvements sur ses facilités de crédit engagées et ses facilités bilatérales remboursables à vue non engagées, et d'autres occasions commerciales ou financières qui pourraient s'offrir à elle. La société entend bien conserver les notes de crédit d'excellente qualité que lui ont accordées S&P Global Ratings et DBRS Limited et obtenir le rétablissement d'une notation de crédit de qualité élevée auprès de Moody's Investor Service (« Moody's ») et de Fitch Ratings (« Fitch »).

Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 31 mars 2020 :

(en millions de dollars)

	<b>Échéance</b>	<b>Montant</b>
Trésorerie et équivalents de trésorerie	<b>Sans objet</b>	<b>160</b>
Facilité de crédit engagée – tranche A	<b>Novembre 2023</b>	<b>3 205</b>
Facilité de crédit engagée – tranche B	<b>Novembre 2022</b>	<b>1 200</b>
Facilités remboursables à vue non engagées		
Cenovus Energy Inc.	<b>Sans objet</b>	<b>143</b>
WRB Refining LP (quote-part revenant à Cenovus)	<b>Sans objet</b>	<b>50</b>

#### **Facilités de crédit engagées**

Nous disposons d'une facilité de crédit engagée se composant d'une tranche de 1,2 G\$ échéant le 30 novembre 2022 et d'une tranche de 3,3 G\$ échéant le 30 novembre 2023. Au 31 mars 2020, une somme de 95 M\$ avait été prélevée sur la facilité de crédit engagée. Après le 31 mars 2020, nous avons obtenu une autre facilité de crédit engagée de 1,1 G\$, d'une durée de 364 jours assortie d'une option de prolongation de un an au gré du prêteur, qui nous permettra d'affermir encore notre résilience financière dans la conjoncture actuelle.

#### **Facilités remboursables à vue non engagées**

Cenovus dispose de facilités remboursables à vue non engagées de 1,6 G\$, dont une tranche de 600 M\$ peut être prélevée à des fins générales, la totalité du montant pouvant servir à l'émission de lettres de crédit. Au 31 mars 2020, la société avait effectué des prélèvements de 457 M\$ (néant au 31 décembre 2019) sur ces facilités de crédit et émis des lettres de crédit totalisant 415 M\$ (364 M\$ au 31 décembre 2019).

WRB Refining LP (« WRB ») dispose de facilités remboursables à vue non engagées de 275 M\$ US (quote-part de la société de 138 M\$ US) pouvant servir à combler ses besoins en fonds de roulement à court terme. Au 31 mars 2020, WRB avait effectué un prélèvement de 205 M\$ US (néant au 31 décembre 2019), ce qui représente une quote-part de 103 M\$ US (145 M\$) pour la société.

#### **Prospectus préalable de base**

Cenovus dispose d'un prospectus préalable de base qui expire en octobre 2021. Au 31 mars 2020, des émissions de 5,0 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 et des placements à court terme; 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 2020	31 décembre 2019
Ratio dette nette/capitaux permanents <sup>1)</sup> (%)	30	25
Ratio dette nette/BAIIA ajusté	3,1x	1,6x

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

Cenovus vise un ratio dette nette/BAIIA ajusté inférieur à 2,0x à long terme. Ce ratio peut parfois être supérieur à celui ciblé en raison de facteurs comme la faiblesse persistante des prix des marchandises. Nous avons pour objectif de maintenir une discipline rigoureuse en matière de capital et de gérer notre structure financière de façon que la société dispose 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 ordinaires pour les annuler, 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.

Au 31 mars 2020, le ratio dette nette/BAIIA ajusté de Cenovus s'établissait à 3,1x. Ce ratio a augmenté par rapport au premier trimestre de 2019 en raison de la dépréciation du dollar canadien et de l'accroissement des emprunts à court terme de la société, comme il en est fait mention plus haut au paragraphe sur les flux de trésorerie liés aux activités de financement.

Aux termes des facilités de crédit engagées, Cenovus est tenue de maintenir un ratio dette/capitaux permanents maximum de 65 %. Ce ratio se situait bien en deçà de ce plafond au 31 mars 2020.

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 2020, environ 1 229 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (1 229 millions en 2019).

Se reporter à la note 24 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.

31 mars 2020	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
Actions ordinaires <sup>1)</sup>	1 228 870	s. o.
Options sur actions	31 334	20 008
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	21 567	1 369

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

## Décisions relatives aux dépenses d'investissement

Le 2 avril 2020, nous avons réduit notre programme d'investissement prévu pour 2020 d'environ 43 % par rapport au budget initial; nos dépenses se situeront entre 750 M\$ et 850 M\$. Cette décision assurera la vigueur de notre bilan dans le contexte du recul marqué des prix de référence mondiaux du pétrole brut. En 2020, les priorités que nous nous sommes fixées en matière de répartition des capitaux témoignent de la souplesse de notre plan d'affaires, qui nous permet de réduire nos dépenses d'investissement tout en restant fidèles à nos engagements prioritaires, notamment la sécurité et la fiabilité de nos activités et les dépenses d'investissement de maintien et d'entretien nécessaires à nos activités commerciales existantes.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2020	2019
Fonds provenant de l'exploitation ajustés <sup>1)</sup>	(146)	1 005
Total des dépenses d'investissement	304	317
Fonds provenant de l'exploitation disponibles <sup>1), 2)</sup>	(450)	688
Dividendes en numéraire	77	61
	<b>(527)</b>	<b>627</b>

- 1) Les chiffres de la période comparative ont été reclassés pour que leur traitement soit conforme à celui appliqué pour la période considérée aux réductions de valeur hors trésorerie des stocks.
- 2) Les fonds provenant de l'exploitation disponibles sont une mesure hors PCGR correspondant aux fonds provenant de l'exploitation ajustés, déduction faite des dépenses d'investissement.

Nous continuons de revoir notre structure de coûts et d'adapter nos plans visant les investissements discrétionnaires en 2020, notamment en interrompant le versement de notre dividende trimestriel en numéraire. Ces mesures devraient nous permettre de financer une portion de notre programme de dépenses d'investissement révisé à l'aide des capitaux empruntés, des flux de trésorerie générés en interne, des fonds en caisse et de l'utilisation prudente de notre capacité d'emprunt, y compris des prélèvements sur nos facilités de crédit.

### 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 2020 et aux états financiers consolidés au 31 décembre 2019.

Au 31 mars 2020, 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. Certains des engagements liés au transport, d'un montant de 14 G\$ (13 G\$ en 2019), sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou ont été approuvés mais ne sont pas encore en vigueur. Les contrats sont d'une durée pouvant aller jusqu'à 20 ans après la date de leur entrée en vigueur et devraient concourir à l'harmonisation de nos besoins futurs en matière de transport avec la croissance prévue de la production.

Cenovus continue de se concentrer sur ses stratégies 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 2020, des lettres de crédit en cours totalisant 415 M\$ étaient émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats (364 M\$ au 31 décembre 2019).

### 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.

### Paiement éventuel

Dans le cadre de l'acquisition et en ce qui concerne notre production tirée des 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 2020, la juste valeur estimative du paiement éventuel s'établissait à 13 M\$. Aucune somme n'était à payer aux termes de la convention au premier trimestre de 2020. 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 nous sommes exposés, 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 2019.

Dans la poursuite de nos objectifs stratégiques, nous sommes exposés 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 réaliser nos priorités stratégiques, à réagir aux changements de notre environnement d'exploitation, à verser un dividende à nos actionnaires et à respecter nos obligations (y compris celles liées au service de la dette) et nuire gravement au cours de nos titres.

Les paragraphes qui suivent constituent une mise à jour des risques.

### **Risque lié à la pandémie**

Le 11 mars 2020, l'Organisation mondiale de la santé a déclaré que la COVID-19 était devenue une pandémie, indiquant que le risque de propagation de la maladie à l'échelle mondiale était majeur. Les gouvernements et les autorités sanitaires du monde entier ont mis en place une grande diversité de mesures visant à contenir la propagation du virus, dont des restrictions de voyage, la fermeture des entreprises, le confinement et l'annulation d'événements. Ces mesures se sont traduites par un important ralentissement de l'activité économique mondiale, qui, à son tour, a réduit la demande de produits de pétrole brut et de gaz naturel et contribué au déclin marqué des prix mondiaux du pétrole brut et du gaz naturel. Il est actuellement impossible de prévoir précisément la durée et l'ampleur des répercussions de la pandémie de COVID-19 sur les employés de Cenovus, ses clients, ses partenaires et ses activités, ni de déterminer à quel moment l'activité économique reviendra à la normale.

La pandémie de COVID-19 peut accroître notre exposition à chacun des risques mentionnés à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » de notre rapport de gestion annuel de 2019, en raison d'une réduction de la demande de pétrole brut, de la consommation de gaz naturel ou des prix des marchandises, ainsi que leur gravité. Les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie, la réputation, l'accès à des capitaux, le coût des emprunts, l'accès à des liquidités, la capacité de financer le versement de dividendes et les plans d'affaires de la société pourraient entre autres subir les répercussions défavorables de la pandémie ou de la chute des prix des marchandises résultant des facteurs suivants :

- la fermeture des installations ou le report ou la suspension des grands projets d'investissement à cause de perturbations ou d'un manque de main-d'œuvre qui seraient causés par la contamination des travailleurs par la COVID-19 ou encore les restrictions imposées par le gouvernement ou les autorités de santé publique aux déplacements des travailleurs ou la fermeture obligatoire des installations, des baraquements et des chantiers;
- des perturbations similaires touchant la main-d'œuvre de fournisseurs ou de tiers ou l'obligation imposée à ces derniers de cesser leurs activités;
- des flux de trésorerie moindres découlant de la diminution des fonds provenant de l'exploitation disponibles pour financer notre budget de dépenses d'investissement;
- le recul des prix des marchandises entraînant une réduction des volumes et de la valeur de nos réserves. Voir la rubrique « Prix des marchandises » plus loin;
- l'incapacité des contreparties à s'acquitter de leurs obligations contractuelles envers la société ou de le faire en temps voulu;
- l'incapacité à livrer les produits aux consommateurs ou à mettre autrement en marché les produits à cause des restrictions imposées aux frontières, des fermetures de routes ou de ports ou de la mise hors service de pipelines, notamment parce que les exploitants des pipelines auraient des problèmes de main-d'œuvre ou seraient incapables de poursuivre leurs activités pour toute autre raison;
- les capacités de nos systèmes de technologie de l'information et l'éventuelle aggravation des menaces de violation de la cybersécurité liée au nombre accru d'employés en télétravail;
- notre capacité à obtenir des capitaux additionnels, notamment toute perturbation de l'accès au financement par emprunt ou capitaux propres causée par l'imprévisibilité des marchés des capitaux et des prix des marchandises ou des changements dans les fondamentaux du marché.

L'ampleur des répercussions de la COVID-19 sur nos activités, nos résultats d'exploitation et notre situation financière dépendra de développements futurs qui sont très incertains et difficiles à prévoir, notamment la durée et l'étendue de la pandémie, sa gravité, les mesures prises pour contenir la COVID-19 ou la traiter et le moment et la mesure dans laquelle les activités économiques et commerciales pourront revenir à la normale. L'incidence de la pandémie sur nos activités, nos résultats d'exploitation et notre situation financière pourrait s'aggraver au cours des périodes à venir par rapport au premier trimestre de 2020. Même lorsque la pandémie tirera à sa fin, nos activités pourraient continuer de subir des effets défavorables importants découlant des répercussions économiques de la pandémie à l'échelle mondiale.

Il n'existe pas d'événements récents comparables qui pourraient nous donner des indications sur l'incidence que la propagation de la COVID-19 en tant que pandémie pourrait avoir; c'est pourquoi ses répercussions définitives sont très incertaines et susceptibles de changer. La direction ne connaît pas encore l'ampleur réelle des répercussions sur la société et ses activités ni sur l'économie mondiale dans son ensemble. La situation évolue rapidement et des répercussions futures encore inconnues pourraient se manifester.

Nous prenons des mesures de prévention pour protéger la santé et la sécurité de notre personnel et assurer la poursuite de nos activités dans le contexte de la pandémie de COVID-19. Pour prévenir la propagation de la COVID-19 dans nos milieux de travail, nous avons mis en place des mesures de distanciation physique, notamment en imposant le télétravail à la grande majorité du personnel de nos bureaux et à certains employés dont la présence sur le terrain n'est pas essentielle. Conformément aux directives de la santé publique, nous avons mis en place des politiques de mise en quarantaine volontaire, imposé des restrictions aux déplacements, effectué des tests de dépistage et amélioré les mesures de nettoyage et d'hygiène. Notre personnel s'est engagé à respecter les nouvelles procédures. Nous disposons également d'un plan de continuité des activités détaillé qui assure le maintien de la sécurité et de la fiabilité de nos activités en cas d'éclosion de la COVID-19 dans l'un de nos milieux de travail.

#### **Risque lié à l'offre excédentaire de pétrole brut**

Au premier trimestre, des annonces faites par l'OPEP et des pays hors OPEP, dont l'Arabie saoudite et la Russie, ont entraîné des désaccords concernant les prix du pétrole brut et, par conséquent, un accroissement de l'offre de brut sur les marchés mondiaux de l'énergie, ce qui a contribué à la chute des prix mondiaux du pétrole brut et à la volatilité des marchés. Après la fin du trimestre, l'OPEP et certains pays hors OPEP, dont l'Arabie saoudite et la Russie, ont convenu de réduire leur production de brut en mai et en juin, et plusieurs autres pays ont annoncé des réductions de production semblables. Toutefois, jusqu'ici, ces réductions ne sont pas parvenues à faire remonter substantiellement les prix de référence du pétrole. Il est impossible de savoir combien de temps ces conditions dureront. Toutefois, si la situation perdure ou s'aggrave (et si elle est amplifiée par les répercussions de la COVID-19) et que les prix mondiaux du pétrole brut restent faibles pendant longtemps, notre production, la mise en valeur de nos projets, notre rentabilité, nos flux de trésorerie, notre capacité à accéder à des capitaux supplémentaires et le cours de nos titres pourraient subir des conséquences défavorables. Voir la rubrique « Prix des marchandises ».

#### **Prix des marchandises**

Les fluctuations des prix des marchandises, les écarts de prix qui en découlent et leur incidence sur les marges de raffinage influent sur la situation financière de la société, ses résultats 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, d'engagements en matière d'accès au marché et généralement de son accès à des facilités de crédit engagées. 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 25 et 26 annexes aux états financiers consolidés intermédiaires présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels nous avons recours, comme leur classement, les hypothèses formulées lors de l'établissement de leur juste valeur et une analyse plus approfondie des risques qu'ils comportent et de la gestion de ces risques.

En outre, les facteurs décrits aux rubriques « Risque lié à la pandémie » et « Risque lié à l'offre excédentaire de pétrole brut » pourraient continuer d'avoir une incidence négative sur les prix des marchandises. Si les prix du pétrole brut et du gaz naturel demeurent faibles pour une période prolongée, ou si les coûts de mise en valeur de nos ressources montent considérablement, la valeur comptable de nos actifs pourrait subir une dépréciation, ce qui pourrait avoir un effet défavorable sur notre résultat net. Voir la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque – Risques financiers – Prix des marchandises » de notre rapport de gestion annuel de 2019.

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

Les instruments financiers nous exposent 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 nous exposent de plus au risque de perte découlant de variations défavorables de la valeur de marché des instruments financiers ou de l'incapacité de la société à remplir ses obligations de livraison relatives à la transaction physique sous-jacente. Les instruments financiers peuvent restreindre les profits nous revenant si les prix des marchandises, les taux d'intérêt ou les taux de change augmentent. Ces risques sont gérés au moyen de limites de couverture approuvées conformément à la politique de gestion des risques associés aux marchés de Cenovus.

## Incidence des activités de gestion des risques financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars					
	2020			2019		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	25	22	47	(12)	230	218
Raffinage	(1)	-	(1)	(7)	1	(6)
Taux d'intérêt	-	-	-	1	7	8
Change	5	-	5	(1)	(2)	(3)
<b>(Profit) perte lié à la gestion des risques</b>	<b>29</b>	<b>22</b>	<b>51</b>	<b>(19)</b>	<b>236</b>	<b>217</b>
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(8)	(5)	(13)	5	(62)	(57)
<b>(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt</b>	<b>21</b>	<b>17</b>	<b>38</b>	<b>(14)</b>	<b>174</b>	<b>160</b>

Au premier trimestre de 2020, la société a inscrit des pertes réalisées à l'égard des activités de gestion des risques liés au pétrole brut, en raison de l'écart entre les prix de référence au règlement et les prix convenus aux termes des contrats de couverture. Nous avons par ailleurs comptabilisé des pertes latentes sur les instruments financiers liés au pétrole brut au premier trimestre de 2020 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 au moment de l'application des méthodes comptables qui ont le plus d'effet sur les montants inscrits par la société dans les états financiers consolidés annuels et intermédiaires.

### 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.

L'ampleur réelle des répercussions de la COVID-19 sur nos activités et notre performance financière future est inconnue à l'heure actuelle. Elle dépendra de développements futurs encore incertains et imprévisibles, dont la durée et la propagation de la COVID-19, ses répercussions macroéconomiques persistantes sur les marchés financiers et les marchés des capitaux et toute nouvelle information qui pourrait être rendue publique concernant la virulence du virus. Ces incertitudes pourraient perdurer même après que l'on saura comment contenir le virus et traiter la maladie. La pandémie comporte de l'incertitude et des risques concernant la société, sa performance ainsi que les estimations et hypothèses dont se sert la direction pour l'établissement de ses résultats financiers.

Une liste détaillée des principales sources d'incertitude relative aux estimations figure dans les états financiers consolidés annuels de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2019. La crise sanitaire et la conjoncture actuelle sur les marchés ont augmenté la complexité des estimations et des hypothèses entrant dans la préparation des états financiers consolidés, surtout en ce qui a trait aux principales sources d'incertitude relatives aux estimations suivantes :

- **Valeur recouvrable**

La détermination de la valeur recouvrable d'une UGT ou d'un actif donné exige l'utilisation d'estimations et d'hypothèses qui sont susceptibles d'être modifiées lorsque de nouvelles informations sont disponibles. La chute des prix des marchandises, pour les raisons susmentionnées, a accru le risque lié à l'incertitude relative à la mesure lors de l'établissement des valeurs recouvrables, surtout pour l'estimation des réserves économiques de pétrole brut et de gaz naturel et des prix à terme des marchandises.

- **Coûts de démantèlement**

Des provisions sont comptabilisées à l'égard des futures activités de démantèlement et de remise en état visant nos actifs en amont, nos actifs de raffinage et notre terminal de transport ferroviaire, au terme de leur durée économique. La direction exerce son jugement en vue d'évaluer l'existence du passif futur et de l'estimer et utilise un taux d'actualisation ajusté en fonction de la qualité de crédit pour établir la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs estimatifs requis pour régler les obligations. La volatilité des marchés au 31 mars 2020 a accru l'incertitude relative à la mesure inhérente à l'établissement du taux d'actualisation ajusté en fonction de la qualité de crédit entrant dans l'estimation des passifs relatifs au démantèlement.

- **Charge d'impôt sur le résultat**

L'impôt sur le résultat des périodes intermédiaires est calculé selon le taux d'imposition qui serait applicable au résultat annuel total prévu. Dans le contexte économique actuel, le résultat annuel total prévu comme le résultat prévu sont assujettis à l'incertitude relative à la mesure.

Tout changement qui serait apporté aux hypothèses pourrait entraîner un ajustement significatif de la valeur comptable des actifs et des passifs de l'exercice.

### **Changements de méthodes comptables**

Aucune nouvelle norme comptable ni interprétation ou modification de norme comptable n'a été adoptée au cours du trimestre clos le 31 mars 2020.

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

Un certain nombre de nouvelles normes comptables et d'interprétations ou de modifications de normes comptables étaient en vigueur pour les exercices ouverts le 1<sup>er</sup> janvier 2020 ou après cette date. Aucune norme ou interprétation comptable, nouvelle ou modifiée, publiée pendant le trimestre clos le 31 mars 2020 ne devrait avoir d'incidence importante sur nos états financiers consolidés intermédiaires.

## **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 2020 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**

---

Nous prévoyons que le reste de 2020 sera parsemé de difficultés pour le secteur et l'économie mondiale dans son ensemble. En raison de l'incertitude entourant la pandémie de COVID-19 et de l'offre excédentaire et des niveaux élevés des stocks de pétrole brut découlant des désaccords entre l'Arabie saoudite et la Russie, nous nous attendons à ce que les prix restent très bas tout au long de 2020. Selon nous, la demande de produits raffinés sera l'une des premières indications de la reprise après la pandémie de COVID-19. Pour préserver la vigueur de notre bilan, nous avons revu notre budget de 2020, réduit nos dépenses d'investissement et interrompu certains projets. Nous disposons de liquidités abondantes, d'actifs de catégorie supérieure et de l'une des structures dont les coûts sont les plus bas du secteur et nous avons démontré notre capacité à réduire nos investissements discrétionnaires, ce qui devrait nous permettre de traverser la crise. Notre plus grande priorité demeure le maintien de la vigueur de notre bilan.

En raison de notre décision d'interrompre temporairement notre programme de transport ferroviaire de pétrole brut, nous ne pouvons plus recourir à la mesure d'allègement offerte par le programme d'allocation de production spéciale; notre production tirée des sables bitumineux sera par conséquent limitée par nos propres réductions de production volontaires ou les réductions imposées par le gouvernement. À long terme, les difficultés liées au transport continueront d'avoir des répercussions défavorables sur les prix du pétrole lourd, ce qui révèle la nécessité d'approuver les projets de pipelines pour qu'ils puissent aller de l'avant dès que possible. La faiblesse actuelle des prix du pétrole brut pourrait alléger temporairement les contraintes relatives au transport, car les producteurs réduiront leur production non rentable. Nous estimons que notre production annuelle tirée des sables bitumineux s'établira en moyenne entre 350 000 et 400 000 barils par jour.

Nous continuons de rechercher d'autres moyens de réduire nos charges d'exploitation, nos dépenses d'investissement et nos frais généraux et frais d'administration et d'accroître nos marges grâce à un solide 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 proactive des engagements et des occasions d'accès aux marchés permet à la société de concrétiser son objectif qui consiste à atteindre une plus vaste clientèle afin d'obtenir un prix de vente plus élevé pour son pétrole brut.

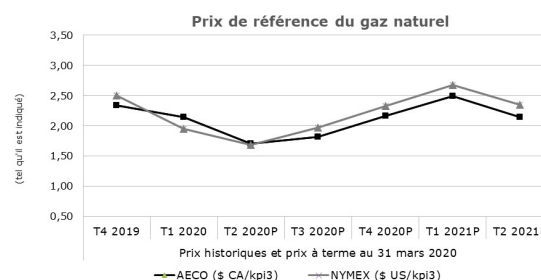
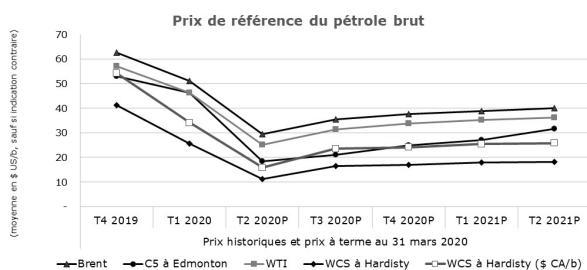
L'analyse des perspectives qui suit porte essentiellement sur les douze mois à venir.

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

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

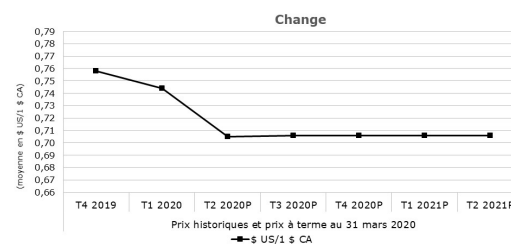
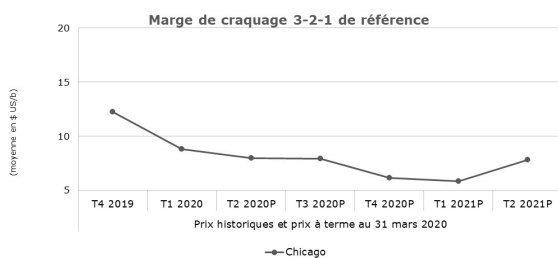
- Selon la société, l'orientation générale des prix du pétrole brut léger dépendra principalement de la réaction de l'offre à l'incertitude du contexte actuel des prix, des répercussions de l'offre excédentaire et des conséquences sur la demande mondiale des inquiétudes liées à la COVID-19.
- La volatilité des prix du pétrole brut devrait se poursuivre en raison de l'effondrement de la demande de brut causé par la COVID-19 et l'offre excédentaire découlant de la guerre des parts de marché que se livrent l'Arabie saoudite et la Russie.
- La reconduction de l'accord entre l'OPEP et certains pays hors OPEP assurant des réductions de la production de pétrole brut qui soutiendront les prix.
- Selon la société, l'écart WTI-WCS en Alberta restera en grande partie relié à l'ampleur des réductions volontaires de l'offre motivées par la rentabilité, au maintien de la réduction de production en Alberta, à l'éventuel démarrage du programme de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge Inc., à l'achèvement du projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain et du projet Keystone XL et à l'intensité du transport ferroviaire de pétrole brut.
- La baisse considérable de la demande de produits raffinés causée par la COVID-19 risque vraisemblablement de réduire les marges de craquage des raffineries en 2020 par rapport aux exercices précédents. Les marges de craquage des raffineries continueront à fluctuer en fonction des tendances saisonnières et des réductions de production des raffineries en Amérique du Nord.

La production de gaz naturel et de LGN associée à nos actifs du secteur Hydrocarbures classiques procure une meilleure intégration en amont des besoins relatifs aux carburants, aux solvants et à la fluidification de nos activités liées aux sables bitumineux.



Les prix du gaz naturel devraient demeurer problématiques à cause de la baisse de la demande liée à la COVID-19, qui a été en partie compensée par la réduction de la production nord-américaine. Le prix de référence AECO devrait rester inférieur au prix au NYMEX, ce qui reflète les frais de transport.

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 ou réduisent leurs taux directeurs l'une par rapport à l'autre et de nouveaux facteurs macroéconomiques d'autre part. La Banque du Canada a abaissé deux fois son taux de référence au premier trimestre de 2020 afin d'alléger les répercussions de la pandémie.



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 :

- 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 les marchés côtiers.
- 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.
- 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 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 liées à nos expositions.

### **Priorités pour 2020**

Dans le contexte actuel des prix des marchandises, nous continuons à mettre l'accent sur le maintien de la vigueur de notre bilan et la préservation de nos liquidités. Notre priorité demeure l'amélioration de la résilience et de la flexibilité financières, tandis que le déroulement sûr et fiable de notre exploitation reste prioritaire en cette période d'incertitude.

Notre stratégie d'entreprise n'a pas changé; elle 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 prévoyons de maintenir notre rigueur en matière de dépenses d'investissement, de rester concentrés sur l'amélioration de l'accès aux marchés et de maintenir notre leadership en matière de coûts pour améliorer les marges et les avantages environnementaux.

### **Maintien de la résilience financière**

Nous disposons d'actifs de catégorie supérieure, de l'une des structures dont les coûts sont les plus bas du secteur et d'un solide bilan, ce qui nous positionne bien pour surmonter les difficultés de la conjoncture actuelle. Notre processus de planification des investissements comporte un certain degré de souplesse, et nous pouvons réduire nos dépenses d'investissement, et ainsi maintenir notre résilience financière, en cas de baisse des prix des marchandises ou d'autres facteurs économiques. Notre cadre financier et la souplesse de notre plan d'affaires nous procurent plusieurs façons de gérer notre situation financière. La société continuera de réexaminer périodiquement ses programmes d'investissement tout en surveillant de près l'évolution des prix du brut en 2020.

### **Rigueur en matière de dépenses d'investissement**

En raison de l'effondrement des prix du pétrole et de la COVID-19, nous avons mis à jour nos prévisions pour 2020 en date du 1<sup>er</sup> avril 2020. Nous prévoyons que les dépenses d'investissement se situeront entre 750 M\$ et 850 M\$, et que la majeure partie de ces montants sera affectée au maintien de la production tirée des sables bitumineux et des activités de raffinage. En 2020, nous maintiendrons notre rigueur en matière de dépenses d'investissement. La production que nous tirons des sables bitumineux devrait se situer entre 350 000 et 400 000 barils par jour pour le reste de 2020.

Au 31 mars 2020, l'encours de la dette nette se situait à 7,4 G\$. Nous prévoyons de financer nos besoins en trésorerie à court terme par l'utilisation prudente de notre capacité d'emprunt, y compris des prélèvements sur nos facilités de crédit et nos facilités remboursables à vue, la gestion du portefeuille d'actifs et d'autres occasions commerciales ou financières qui pourraient s'offrir à nous. La société entend bien conserver les notes de crédit d'excellente qualité que lui ont accordées S&P Global Ratings et DBRS Limited et obtenir le rétablissement d'une notation de crédit de qualité élevée auprès de Moody's et de Fitch. Du fait des fonds en caisse et du montant disponible au titre de nos facilités de crédit engagées et de nos facilités remboursables à vue, nous disposons de liquidités d'environ 5,9 G\$. Nous estimons que notre dette augmentera pendant que nous traverserons la période de faiblesse des prix des marchandises.

### **Rendement pour les actionnaires**

Enovus a établi sa capacité à verser un dividende durable à même les fonds provenant de l'exploitation disponibles sur la base de la vigueur de son bilan et d'un prix du WTI de 45,00 \$ US le baril. En raison des récentes prévisions relatives aux prix des marchandises et des conditions de l'économie, du marché et des affaires dans le secteur pétrogazier, nous avons temporairement suspendu le versement de notre dividende trimestriel.



## 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. 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.

## Domination du marché par les coûts

Le 1<sup>er</sup> avril 2020, nous avons mis à jour nos prévisions de décembre 2019. Nous avons réduit les dépenses d'investissement prévues pour 2020, comme nous en avons déjà fait mention, et prévoyons des réductions des charges d'exploitation d'environ 100 M\$ et des frais généraux et frais d'administration de quelque 50 M\$ par rapport au budget initial de décembre 2019. Nous continuerons 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.

## MISE EN GARDE

---

### Renseignements sur le pétrole et le gaz

Les estimations des réserves ont été préparées en date du 31 décembre 2019 par des évaluateurs de réserves indépendants agréés (« ERIA ») en conformité avec le manuel COGE et les exigences du *Règlement 51-101*. Les estimations se fondent sur la moyenne des prix prévisionnels établis par trois ERIA au 1<sup>er</sup> janvier 2020. 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 2019.

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 », « pouvoir », « estimer », « déterminé à », « s'engager à », « s'assurer de », « planifier », « projeter », « favoriser », « réévaluer », « maintenir », « avenir », « objectif », « futur », « prévision », « cibler », « positionnement », « capacité », « accent », « perspective », « indication », « éventuel », « priorité », « projection », « échéancier », « souhaiter », « stratégie », « cible », « 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; le maintien de liquidités et la préservation d'un bilan vigoureux au moyen de la réduction des dépenses, sans compromis sur la sécurité et la fiabilité de nos activités; des liquidités suffisantes et constantes et la latitude requise pour maintenir les activités tout au long d'une période de repli prolongé des marchés; la mesure de l'approche disciplinée en matière d'investissement que nous préconisons à l'égard de notre portefeuille à l'aune des versements de dividendes, des rachats d'actions et du maintien d'un niveau d'endettement optimal tout en ciblant une excellente notation de crédit; le maintien d'une discipline rigoureuse en matière de capital et la gestion de notre structure financière de façon que la société dispose de liquidités suffisantes à tous les stades du cycle économique; la demande de produits raffinés comme l'une des premières indications de la reprise après la pandémie de COVID-19; l'accroissement constant de notre performance opérationnelle et le fait de nous montrer à la hauteur de notre réputation d'intégrité; la priorité accordée à la croissance durable du rendement pour les actionnaires et à la réduction de la dette nette, ainsi qu'à l'intégration à notre plan d'affaires de facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (« ESG »); la durée prévue des phases d'expansion des sables bitumineux; les projections pour 2020 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 les résultats financiers projetés, y compris les prix de vente, les coûts et les flux de trésorerie projetés; 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 2020; la production future attendue, notamment le calendrier, la stabilité ou la croissance de celle-ci; notre capacité à gérer les taux de production de nos puits en fonction des contraintes limitant la capacité de transport pipelinier, de la réduction de production obligatoire et des écarts de prix du brut; 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 que l'écart WTI-WCS en Alberta restera en grande partie relié à l'ampleur des réductions volontaires de l'offre motivées par la rentabilité, au maintien de la réduction de production en Alberta, à l'éventuel démarrage du programme de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge Inc., à l'achèvement du projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain et du projet Keystone XL et à l'intensité du transport ferroviaire de pétrole brut; la prévision que nos dépenses d'investissement seront financées par l'utilisation prudente de la capacité d'emprunt, y compris des prélèvements sur nos facilités de crédit et nos facilités remboursables à vue, la gestion du portefeuille d'actifs et d'autres occasions commerciales ou financières qui pourraient s'offrir à nous; la prévision que notre dette augmentera pendant que nous traverserons la période de faiblesse des prix des marchandises; les réserves prévues; l'incidence de la concordance entre les engagements de transport et de stockage et la croissance de la production; 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 la concrétisation des divers plans et stratégies sous-jacents; les réductions de coûts prévues et leur pérennité; les priorités, notamment pour 2020; 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 du matériel, et les résultats futurs en découlant; notre capacité à disposer de toutes les technologies nécessaires et à les mettre en œuvre pour exploiter avec efficacité et efficacité ses actifs et réaliser les résultats futurs attendus; les dépenses d'investissement prévues; 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 2020, disponibles sur [cenovus.com](http://cenovus.com); des prix des marchandises d'environ 45 \$ US/b WTI et 44 \$ CA/b WCS au creux du cycle dans un marché où la demande est normale; la prévision que nos volumes de production pourraient faire l'objet d'autres réductions de production progressives fondées sur les conditions commerciales et du marché; 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; les occasions de racheter des actions aux fins d'annulation à des prix acceptables pour nous; la suffisance des flux de trésorerie, des fonds en caisse et de l'accès à des facilités de crédit et à des facilités remboursables à vue pour le financement des dépenses d'investissement; les taux de change, notamment ceux se rapportant à notre dette libellée en dollars américains et aux dépenses d'investissement et charges d'exploitation de nos activités de raffinage; notre capacité à réduire la production tirée des sables bitumineux en 2020, notamment sans produire d'effets négatifs sur nos actifs; 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 demande aura augmenté, la capacité de transport pipelinier se sera améliorée et les écarts du brut auront rétréci; le fait que la réduction de la production rendue obligatoire par le gouvernement de l'Alberta continuera de maintenir un écart étroit entre le prix du WTI et celui du WCS et, par ricochet, influera positivement sur les flux de trésorerie de Cenovus; le fait que l'écart WTI-WCS en Alberta reste en grande partie relié à l'ampleur des réductions volontaires de l'offre motivées par la rentabilité, au maintien de la réduction de production en Alberta, à l'éventuel démarrage du programme de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge Inc., à l'achèvement du projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain et du projet Keystone XL et à l'intensité du transport ferroviaire de pétrole brut; 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 et à nos opérations de couverture financière; 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; 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; la concordance 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 et de tout le matériel nécessaires et à les mettre en œuvre pour obtenir les résultats futurs escomptés et la réalisation de ces résultats; 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 2020, mises à jour le 1<sup>er</sup> avril 2020, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent, 39,00 \$ US/b; prix du WTI, 34,00 \$ US/b; WCS, 18,50 \$ US/b; écart WTI-WCS, 15,50 \$ US/b; prix du gaz naturel AECO, 2,00 \$/kpi<sup>3</sup>; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 8,30 \$ US/b; taux de change, 0,70 \$ 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 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; la durée du repli des marchés; la suffisance constante de nos liquidités pour soutenir nos activités pendant une période prolongée de repli des marchés; la possibilité que l'écart WTI-WCS en Alberta ne reste pas en grande partie relié à l'ampleur des réductions volontaires de l'offre motivées par la rentabilité, au maintien de la réduction de production en Alberta, à l'éventuel démarrage du programme de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge Inc., à l'achèvement du projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain et du projet Keystone XL et à l'intensité du transport ferroviaire de pétrole brut; 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; les conséquences inattendues de la réduction de production imposée par le gouvernement de l'Alberta; le fait que le gouvernement de l'Alberta puisse prolonger la réduction de production même lorsque les contraintes limitant la capacité de transport se seront allégées; 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 de concordance 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 les dépenses d'investissement de croissance et de maintien; la modification des notations de crédit accordées à la société ou à ses titres; les changements apportés aux plans en matière de dividendes; notre capacité à utiliser des pertes fiscales dans une période à venir; 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 pandémies, 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; l'accroissement des coûts, entre autres en raison des 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, et l'augmentation des franchises ou des primes d'assurance; 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 et aux litiges qu'elle peut soulever; 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 au matériel et à leur application dans le cadre de

nos activités, notamment les cyberattaques éventuelles; 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; l'incidence des accords de production convenus entre l'OPEP et des pays hors OPEP; la situation politique et économique des pays dans lesquels nous exerçons des activités ou que nous nous approvisionnons; les risques d'événements imprévus tels que les pandémies, la guerre et les 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 » du présent rapport de gestion.

## 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	West 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

#### Résultats financiers – actifs en amont

Trimestre clos le 31 mars 2020 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			Ajustements			Base pour le calcul des prix nets opérationnels	
	Sables bitumineux <sup>1)</sup>	Hydrocarbures classiques <sup>1)2)</sup>	Total	Condensats	Stocks	Consommation interne <sup>3)</sup>	Autres	Total – actifs en amont
Chiffre d'affaires brut	2 027	162	2 189	(1 213)	-	(68)	(16)	892
Redevances	44	3	47	-	-	-	-	47
Transport et fluidification	1 604	23	1 627	(1 213)	-	-	(1)	413
Charges d'exploitation	285	84	369	-	-	(68)	(10)	291
Réductions de valeur des stocks	335	-	335	-	(335)	-	-	-
<b>Prix nets opérationnels</b>	<b>(241)</b>	<b>52</b>	<b>(189)</b>	-	<b>335</b>	-	<b>(5)</b>	<b>141</b>
(Profit) perte lié à la gestion des risques	25	-	25	-	-	-	-	25
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>(266)</b>	<b>52</b>	<b>(214)</b>	-	<b>335</b>	-	<b>(5)</b>	<b>116</b>

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>	Hydrocarbures classiques <sup>1)2)</sup>	Total	Condensats	Stocks	Consommation interne <sup>3)</sup>	Autres	Total – actifs en amont
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
<b>Prix nets opérationnels</b>	<b>829</b>	<b>94</b>	<b>923</b>	-	-	-	<b>(9)</b>	<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>	-	-	-	<b>(9)</b>	<b>926</b>

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

2) Ce secteur était auparavant le secteur Deep Basin.

3) Représente les volumes de gaz naturel produits par le secteur Hydrocarbures classiques servant à la consommation interne par le secteur Sables bitumineux.

### Sables bitumineux

Trimestre clos le 31 mars 2020 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires <sup>1)</sup>	
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	417	393	810	-	1 213	-	4	2 027
Redevances	23	21	44	-	-	-	-	44
Transport et fluidification	221	170	391	-	1 213	-	-	1 604
Charges d'exploitation	143	138	281	-	-	-	4	285
Réductions de valeur des stocks	-	-	-	-	-	335	-	335
<b>Prix nets opérationnels</b>	<b>30</b>	<b>64</b>	<b>94</b>	-	-	<b>(335)</b>	-	<b>(241)</b>
(Profit) perte lié à la gestion des risques	9	16	25	-	-	-	-	25
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>21</b>	<b>48</b>	<b>69</b>	-	-	<b>(335)</b>	-	<b>(266)</b>

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>1)</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>

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

## Hydrocarbures classiques<sup>1)</sup>

Trimestre clos le  
31 mars 2020 (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>2)</sup>
		Total – Hydrocarbures classiques
Total	Autres <sup>3)</sup>	
150	12	162
3	-	3
22	1	23
78	6	84
47	5	52
-	-	-
47	5	52

Trimestre clos le  
31 mars 2019 (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>2)</sup>
		Total – Hydrocarbures classiques
Total	Autres <sup>3)</sup>	
205	15	220
14	-	14
19	-	19
87	6	93
85	9	94
-	-	-
85	9	94

1) Ce secteur était auparavant le secteur Deep Basin.  
2) Figurant à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.  
3) Reflètent 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	
	2020	2019
<b>Sables bitumineux</b>		
Foster Creek	169 207	154 369
Christina Lake	228 764	176 079
<b>Total – Sables bitumineux (bep/j)</b>	<b>397 971</b>	<b>330 448</b>
<b>Hydrocarbures classiques</b>		
<b>Total – Liquides</b>	<b>29 766</b>	<b>28 003</b>
<b>Gaz naturel (Mpi<sup>3</sup>/j)</b>	<b>395</b>	<b>458</b>
<b>Total – Hydrocarbures classiques (bep/j)</b>	<b>95 558</b>	<b>104 290</b>
<b>Ventes avant la consommation interne</b>	<b>493 529</b>	<b>434 738</b>
<b>Déduire : consommation interne<sup>4)</sup> (Mpi<sup>3</sup>/j)</b>	<b>(346)</b>	<b>(320)</b>
<b>Total des ventes<sup>4)</sup> (bep/j)</b>	<b>435 880</b>	<b>381 444</b>

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