



RAPPORT DE GESTION
POUR LES PÉRIODES CLOSES LE 30 SEPTEMBRE 2020

APERÇU DE CENOVUS	2
NOTRE RÉACTION À LA FAIBLESSE DES PRIX DU PÉTROLE ET AU NOUVEAU CORONAVIRUS (« COVID-19 »)	2
APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE	3
RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS	5
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	11
SECTEURS À PRÉSENTER	13
SABLES BITUMINEUX	15
HYDROCARBURES CLASSIQUES	23
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	26
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	29
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	31
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE	35
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	38
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE	39
PERSPECTIVES	39
MISE EN GARDE	42
ABRÉVIATIONS	46
RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS	47

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 octobre 2020, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités des périodes closes le 30 septembre 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 octobre 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, sur EDGAR, à l'adresse sec.gov et sur le site Web de la société, à l'adresse cenovus.com. L'information sur notre site Web ou qui y est reliée, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie du rapport de gestion.

Mode de présentation

Le présent rapport de gestion et les états financiers consolidés 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 intermédiaires. Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des mesures supplémentaires afin qu'ils puissent analyser l'information sur notre liquidité et notre capacité à dégager des fonds pour financer nos activités. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni en substitut des mesures préparées selon les IFRS.

La définition de chaque mesure hors PCGR ou autre total partiel et son rapprochement, s'il y a lieu, sont fournis dans les rubriques « Résultats d'exploitation 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 sables 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 30 septembre 2020, le total de la production tirée des actifs en amont s'est établi en moyenne à environ 472 000 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 382 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 397 000 barils bruts par jour de produits raffinés pendant le trimestre clos le 30 septembre 2020.

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

Le 25 octobre 2020, Cenovus et Husky Energy Inc. (« Husky ») ont annoncé qu'elles ont conclu une entente définitive visant le regroupement des entreprises dans le cadre d'une transaction entièrement en actions destinée à créer une nouvelle société pétrolière et gazière canadienne intégrée (la « transaction avec Husky »). À la réalisation de la transaction, qui nécessitera l'approbation des actionnaires et des organismes de réglementation, l'entité regroupée exercera ses activités en tant que Cenovus, ses titres seront négociés sous le nom Cenovus et son siège social demeurera à Calgary, en Alberta.

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. 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 cours du premier trimestre, la demande de pétrole brut a diminué considérablement à cause des mesures prises par les gouvernements du monde entier pour contenir la pandémie de COVID-19. En parallèle, l'offre mondiale de pétrole brut s'est accrue, car les efforts de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») et de certains pays hors OPEP, en particulier l'Arabie saoudite et la Russie, visant à gérer la production mondiale de pétrole brut ont pris fin et les différentes parties ont augmenté leur production quotidienne de brut. La combinaison de ces événements s'est traduite par une débâcle des prix de référence du pétrole brut, qui ont inscrit un creux de 10,01 \$ US le baril, exclusion faite d'un niveau record de -37,63 \$ US qui n'a duré qu'une seule journée, le 20 avril 2020.

En avril, l'accord conclu entre l'OPEP et 10 pays hors OPEP (ensemble, l'« OPEP+ ») relativement à une réduction de la production de pétrole brut ainsi que l'annonce faite par plusieurs autres pays indiquant leur intention de faire de même ont donné lieu à une diminution de l'offre mondiale de pétrole brut. Par ailleurs, sous l'effet de l'allègement de certaines des mesures gouvernementales mises en place pour contenir la pandémie, la demande de pétrole brut a augmenté, ce qui a favorisé une remontée des prix du pétrole brut. Au cours du troisième trimestre, les prix du pétrole brut se sont améliorés par rapport à ceux du deuxième trimestre. Les prix sont toutefois restés volatils à cause des réactions du marché à la COVID-19 et des décisions de l'OPEP concernant la production de pétrole brut. La durée de la faiblesse actuelle des prix des marchandises reste incertaine, surtout en raison des inquiétudes entourant la deuxième vague d'infections à la COVID-19.

Nous estimons que la réduction de nos dépenses d'investissement, coûts d'exploitation et frais généraux et frais d'administration, annoncée le 2 avril 2020, améliore notre résilience financière et nous procurera la capacité financière nécessaire pour maintenir nos activités de base et assurer le déroulement sûr et fiable de notre exploitation. Nous poursuivrons en outre la rationalisation de notre structure de coûts dans le contexte d'une conjoncture jamais vue.

La société dispose de facilités de crédit engagées de 5,6 G\$, dont une tranche de 1,1 G\$ arrive à échéance en avril 2021, une autre de 1,2 G\$ arrive à échéance à la fin de 2022 et la dernière, de 3,3 G\$, arrive à échéance à la fin de 2023. 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. Nous croyons que nous disposons de liquidités suffisantes et de la latitude requise pour maintenir nos activités tout au long d'une période de repli prolongé des marchés. Aux termes de ses facilités de crédit engagées, la société est tenue de conserver un ratio dette/capitaux permanents, tel qu'il est défini dans la convention, ne dépassant pas 65 %. Au 30 septembre 2020, le ratio de la société était nettement en deçà de cette limite.

Les gouvernements provinciaux et fédéral ont reconnu les graves répercussions économiques de la propagation de la COVID-19 et ont mis en place divers programmes, comme le programme de Subvention salariale d'urgence du Canada (« SSUC »). Au cours du troisième trimestre, nous avons continué de profiter de la subvention offerte dans le cadre de ce programme pour protéger des emplois pendant la pandémie.

La société reste déterminée à protéger la santé et la sécurité de son personnel et du grand public tout en rendant des services essentiels. Des mesures de distanciation physique sont toujours prises pour assurer la santé et la sécurité de nos employés et empêcher la propagation de la COVID-19. Nous continuons de surveiller l'évolution de la situation causée par la pandémie. Au début du mois, nous avons levé notre mesure imposant le télétravail à notre personnel et ouvert nos espaces de travail modifiés dans les bureaux de Calgary; des plans et des protocoles de sécurité au travail sont en place. L'augmentation du nombre d'employés sur les sites et dans les bureaux s'est faite et continuera de se faire conformément aux directives reçues des gouvernements provinciaux et fédéral ainsi que des autorités de santé publique.

APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE

La demande de pétrole brut, qui continue de subir les contrecoups de la COVID-19, a montré des signes de reprise graduelle pendant l'été par suite de l'allègement de certaines des restrictions gouvernementales visant à limiter la propagation du virus ainsi que de l'engagement de l'OPEP et de pays hors OPEP de réduire leur production de pétrole brut en raison de la faiblesse de la demande et des prix. Les taux d'infection à la COVID-19, la performance économique mondiale et l'évolution de la situation politique continueront d'avoir une incidence sur le rétablissement de la demande.

Les prix de référence moyens du pétrole brut Brent et WTI se sont établis à 43,37 \$ US le baril et à 40,93 \$ US le baril, respectivement, au troisième trimestre. Les prix moyens du pétrole brut se sont nettement améliorés par rapport aux creux atteints au deuxième trimestre (33,27 \$ US pour le Brent; 27,85 \$ US pour le WTI), car le marché s'est stabilisé et la volatilité des prix a diminué. Malgré cette amélioration, les prix de référence du pétrole brut restent inférieurs de plus de 25 % à ceux du troisième trimestre de l'exercice précédent. Le prix de référence du Western Canadian Select (« WCS ») a augmenté de 94 % par rapport au creux moyen de 16,38 \$ US le baril atteint au deuxième trimestre et se situe en moyenne à 31,84 \$ US le baril au troisième trimestre. Toutefois, le prix de référence moyen du pétrole brut WCS a reculé en même temps que l'ensemble du marché du brut, s'établissant en moyenne à un niveau inférieur de 28 % au prix de 44,21 \$ US le baril atteint à la même période de 2019. L'incidence de la chute des prix du brut a été compensée en partie par le rétrécissement de l'écart entre le prix du WTI et celui du WCS, les arrêts de production effectués par l'ensemble du secteur ayant donné lieu à une capacité excédentaire de transport pipelinier.

Sur le plan de l'exploitation, nos actifs en amont ont affiché un bon rendement. Nous avons continué d'inscrire une excellente performance en matière de santé et de sécurité malgré les difficultés liées à la santé et au bien-être du personnel que présente la pandémie. Grâce à la remontée des prix du pétrole brut, nous avons eu accès à des crédits additionnels liés aux réductions de production, ce qui nous a permis de produire davantage que la limite qui nous avait été imposée. Notre production en amont du trimestre s'est établie en moyenne à 471 799 bep par jour, soit 5 % de plus qu'au troisième trimestre de 2019, où la production était conforme à la réduction de la production imposée par le gouvernement de l'Alberta. Cette augmentation a été annulée en partie par les travaux de révision et de maintenance prévus au troisième trimestre de 2020. Les volumes de vente du trimestre ont été plus élevés que ceux du deuxième trimestre, car nous avons vendu en juillet, lorsque le prix moyen du WTI se chiffrait à 40,77 \$ US le baril, des stocks de pétrole brut accumulés d'avril à juin, lorsque les prix moyens du WTI étaient nettement plus bas (16,70 \$ US le baril en avril; 28,53 \$ US le baril en mai; 38,31 \$ US le baril en juin). Lorsque nous avons pris la décision de stocker des barils à cause de la faiblesse des prix du pétrole brut, nous avons conclu des contrats de gestion des risques pour fixer la marge que nous recevions au cours de périodes à venir. Malgré la réalisation de pertes liées à la gestion des risques, les prix de règlement ayant été supérieurs aux prix contractuels, l'augmentation correspondante du prix de vente des barils de brut a compensé ces pertes et nous avons été en mesure de nous assurer d'une marge supérieure par suite de notre décision de stocker du brut pendant les mois où les prix étaient bas et de le vendre au cours de périodes ultérieures, alors que les prix étaient plus élevés.

Nos raffineries de Wood River et de Borger (les « raffineries ») ont affiché un rendement opérationnel fiable, mais elles ont continué de fonctionner en deçà de leur capacité en raison de la réduction du taux de production économique du brut causée par la diminution de la demande de produits raffinés et la faiblesse des prix imputables à la COVID-19.

La marge d'exploitation en amont, qui s'est établie à 668 M\$ au troisième trimestre, a quadruplé par rapport à celle du deuxième trimestre, qui se chiffrait à 157 M\$, en raison de la hausse du prix de vente moyen réalisé sur le pétrole brut et de l'accroissement des volumes de vente, facteurs qui ont été contrés en partie par une augmentation des frais de transport et de fluidification et une hausse des redevances. La marge d'exploitation en amont du troisième trimestre de 2020 a diminué par rapport à la marge de 954 M\$ obtenue en 2019, à cause de la baisse du prix de vente moyen réalisé sur le pétrole brut et des pertes réalisées liées à la gestion des risques, contre des profits en 2019; cette diminution a été en partie contrebalancée par la hausse des volumes de vente et la baisse des redevances.

Notre prix de vente moyen réalisé sur le pétrole brut, soit 39,77 \$ le baril, a considérablement augmenté par rapport au prix de 12,83 \$ le baril obtenu au deuxième trimestre, en raison de l'amélioration des prix du pétrole brut. Toutefois, il a baissé par rapport à celui de 55,13 \$ atteint au troisième trimestre de 2019, ce qui reflète le recul des prix de référence du WTI, en partie compensé par le rétrécissement de l'écart WTI-WCS et la baisse du prix des condensats utilisés pour la fluidification.

La marge d'exploitation de notre secteur Raffinage et commercialisation s'est établie à un montant négatif de 74 M\$ au troisième trimestre, soit une baisse de 208 M\$ par rapport au deuxième trimestre. Elle a en outre diminué de 200 M\$ par rapport à celle du troisième trimestre de 2019 à cause de la réduction des marges de craquage, de la diminution de la production de pétrole brut et de l'avantage moindre sur le pétrole brut, facteurs en partie annulés par la baisse des charges d'exploitation.

Au troisième trimestre de 2020, nous avons :

- maintenu la sécurité et la fiabilité de nos activités d'exploitation;
- démontré notre capacité à utiliser tous nos actifs pour maximiser les prix reçus pour chaque baril, car nous avons fait en sorte de stocker des volumes dans un contexte de faiblesse des prix et de les vendre lorsque nous pouvions obtenir des prix plus élevés;
- augmenté notre production tirée des sables bitumineux, qui a atteint 385 937 barils par jour, en réponse à la hausse des prix de référence du pétrole brut, tout en arrivant à réduire les charges d'exploitation autres que le carburant par baril. Globalement, les charges d'exploitation unitaires ont augmenté de 9 %, pour s'établir à 7,53 \$ le baril par rapport à 6,90 \$ le baril au troisième trimestre de 2019, en raison de la hausse des prix du gaz naturel;
- comptabilisé une charge de dépréciation de 450 M\$ à l'égard de l'unité génératrice de trésorerie (« UGT ») de Borger à titre d'amortissement et d'épuisement supplémentaires;
- inscrit des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation de 732 M\$ comparativement à des sorties de trésorerie de 834 M\$ au deuxième trimestre de 2020 (entrées de trésorerie de 834 M\$ en 2019);
- inscrit des fonds provenant de l'exploitation de 414 M\$ comparativement à une insuffisance des fonds provenant de l'exploitation de 462 M\$ au deuxième trimestre de 2020 (fonds provenant de l'exploitation de 928 M\$ en 2019);
- réduit la dette nette à 7,5 G\$ et la dette totale à 7,9 G\$ par rapport au deuxième trimestre de 2020, grâce à des fonds provenant de l'exploitation disponibles de 266 M\$;
- employé le produit de l'émission de 1,0 G\$ US d'effets non garantis de premier rang à 5,375 % échéant en 2025 pour rembourser des prélèvements de 1,4 G\$ sur notre facilité de crédit engagée;
- inscrit une perte nette de 194 M\$ comparativement à un bénéfice net de 187 M\$ en 2019.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2020	Variation (%)	2019	2020	Variation (%)	2019
Volumes de production en amont						
Sables bitumineux (b/j)						
Foster Creek	164 954	5	156 527	164 935	4	158 888
Christina Lake	220 983	12	198 068	217 133	15	188 671
	385 937	9	354 595	382 068	10	347 559
Hydrocarbures classiques¹⁾ (bep/j)	85 862	(9)	93 901	91 196	(8)	98 807
Total de la production (bep/j)	471 799	5	448 496	473 264	6	446 366
Ventes²⁾ (bep/j)	428 659	8	398 304	423 677	9	388 237
Raffinage et commercialisation						
Production de pétrole brut ³⁾ (kb/j)	382	(18)	465	383	(13)	438
Produits raffinés ³⁾ (kb/j)	397	(18)	485	396	(14)	463
Taux d'utilisation du pétrole brut ³⁾ (%)	77	(19)	96	77	(14)	91
Pétrole brut transporté par train (b/j)						
Chargements ⁴⁾	-	(100)	68 380	33 780	(13)	38 765
Ventes ⁵⁾	-	(100)	62 789	40 293	11	36 212

1) Ce secteur était auparavant le secteur Deep Basin.

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

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

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

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

Volumes de production en amont

La production tirée des sables bitumineux du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 reflète l'augmentation de notre production au-delà de la limite qui nous avait été imposée, et ce, grâce à l'achat de crédits additionnels liés aux réductions de production par rapport à 2019, exercice au cours duquel notre production était conforme au programme de réduction de production imposée par le gouvernement de l'Alberta. Au troisième trimestre de 2020, la production a diminué de 8 528 barils par jour à cause des travaux de révision et de maintenance prévus à Christina Lake, qui ont commencé à la fin septembre et se sont poursuivis jusqu'à la mi-octobre 2020, ainsi que des activités de maintenance prévues à Foster Creek. En 2019, la production avait été touchée par la révision prévue à Christina Lake au deuxième trimestre.

La production du secteur Hydrocarbures classiques pour le trimestre clos le 30 septembre 2020 a diminué par rapport à celle du troisième trimestre de 2019 en raison des baisses naturelles des puits et des indisponibilités causées par les travaux de révision prévus à une installation de traitement de gaz naturel non exploitée située dans la zone Elmworth-Wapiti, facteurs qui ont été en partie annulés par le début de la production de pétrole lourd à Marten Hills en 2020. Au troisième trimestre de 2019, la production avait été touchée par les interruptions temporaires causées par la faiblesse des prix du gaz naturel. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, la production a diminué en raison des baisses naturelles des puits, en partie compensées par la production de pétrole lourd de Marten Hills et la diminution du nombre d'interruptions de production dictées par la faiblesse des prix des marchandises.

Raffinage et commercialisation

La production de pétrole brut et de produits raffinés a diminué au troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de l'exercice comparativement aux mêmes périodes en 2019, car les deux raffineries ont procédé à des réductions de leur taux de production de pétrole brut pour faire face à la diminution de la demande de produits raffinés et à la faiblesse des prix découlant de la COVID-19. En 2019, les deux raffineries avaient subi les contrecoups des travaux de révision prévus et de maintenance non prévus. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, la réduction du taux de production économique du brut a eu une incidence plus grande que les travaux de maintenance prévus et non prévus en 2019.

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

En 2020, les principales composantes de nos résultats financiers ont été des facteurs comme la baisse des prix du pétrole brut, la réduction de la production des raffineries à cause des marges de craquage peu élevées et la volatilité 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)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2020			2019				2018 ^{1),2)}	
	2020	2019	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits des activités ordinaires	9 801	15 343	3 659	2 174	3 968	4 838	4 736	5 603	5 004	4 545	5 857
Marge d'exploitation³⁾	296	3 596	594	291	(589)	864	1 080	1 277	1 239	135	1 191
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	23	2 545	732	(834)	125	740	834	1 275	436	488	1 258
Fonds provenant de l'exploitation ajustés⁴⁾	(194)	3 015	414	(462)	(146)	687	928	1 082	1 005	7	980
Résultat d'exploitation par action⁵⁾ (\$)	(2 053)	620	(452)	(414)	(1 187)	(164)	284	267	69	(1 670)	(41)
	(1,67)	0,50	(0,37)	(0,34)	(0,97)	(0,13)	0,23	0,22	0,06	(1,36)	(0,03)
Résultat net par action⁵⁾ (\$)	(2 226)	2 081	(194)	(235)	(1 797)	113	187	1 784	110	(1 350)	(242)
	(1,81)	1,69	(0,16)	(0,19)	(1,46)	0,09	0,15	1,45	0,09	(1,10)	(0,20)
Dépenses d'investissement⁶⁾	599	859	148	147	304	317	294	248	317	276	271
Dividendes											
Dividendes en numéraire	77	183	-	-	77	77	60	62	61	62	61
Par action (\$)	0,0625	0,1500	-	-	0,0625	0,0625	0,0500	0,0500	0,0500	0,0500	0,0500

1) Nous avons adopté IFRS 16, Contrats de location (« IFRS 16 ») au 1^{er} 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 et à leur reprise.

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

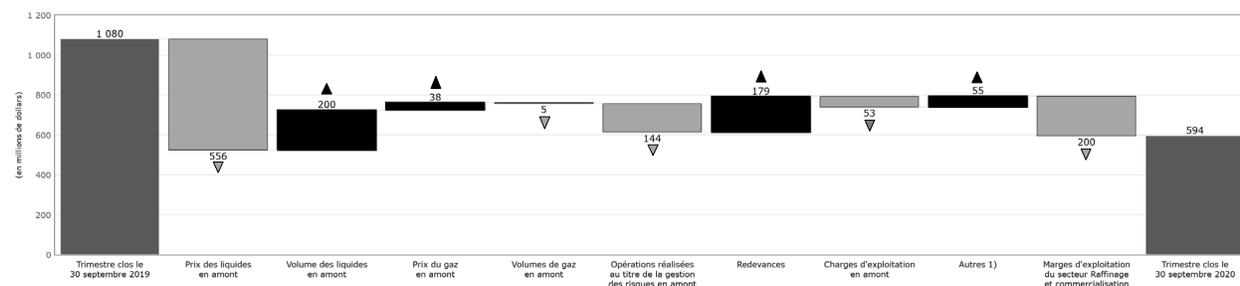
(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019 ¹⁾	2020	2019 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	3 920	5 273	10 444	16 638
Déduire : Redevances	153	332	221	847
Produits des activités ordinaires	3 767	4 941	10 223	15 791
Charges				
Produits achetés	1 444	2 026	4 170	6 622
Transport et fluidification	1 036	1 269	3 331	3 798
Charges d'exploitation	554	559	1 655	1 726
Taxes à la production et impôts miniers	-	1	-	1
Réduction de (reprise sur la réduction de) valeur des stocks	-	16	549	24
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	139	(10)	222	24
Marge d'exploitation	594	1 080	296	3 596

1) 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 et à leur reprise.

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, de la taxe sur la production et des impôts miniers, des réductions de valeur des stocks, déduction faite des reprises, 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.

Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2020 et 2019

Variation de la marge d'exploitation



1) L'élément Autres comprend l'incidence nette de la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd comptabilisés dans les produits des activités ordinaires et des 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 pour le trimestre clos le 30 septembre 2020 par rapport à 2019, principalement en raison des facteurs suivants :

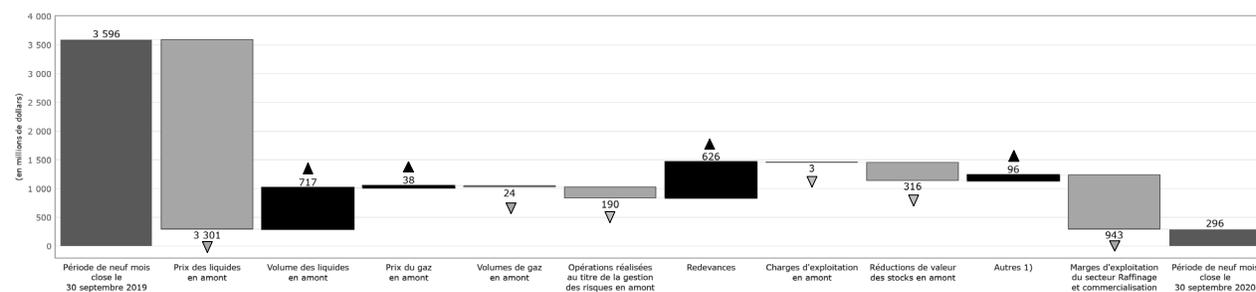
- la diminution du prix de vente moyen du pétrole brut découlant de la baisse du prix de référence du WTI;
- le recul de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation à cause de la réduction des marges de craquage, de la diminution de la production de pétrole brut et de la baisse de l'avantage sur le pétrole brut, facteurs en partie annulés par la baisse des charges d'exploitation;
- les pertes réalisées liées à la gestion des risques en amont de 137 M\$ (profits de 7 M\$ en 2019).

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

- la hausse des volumes de vente de liquides, car nous avons vendu les stocks accumulés pendant les mois de faiblesse des prix et augmenté la production en réaction à la hausse des prix;
- la baisse des redevances découlant du recul des prix réalisés;
- une diminution des frais de transport et de fluidification attribuable à l'utilisation pour la fluidification de stocks de condensats à prix moins élevé et à la baisse des coûts du transport ferroviaire, facteurs annulés en partie par l'accroissement des volumes de condensats.

Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 2019

Variation de la marge d'exploitation



1) L'élément Autres comprend l'incidence nette de la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd comptabilisés dans les produits des activités ordinaires et des 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 en 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 entre le WTI et le WCS;
- le recul de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation à cause surtout des réductions de valeur des stocks de 233 M\$, déduction faite des reprises, par suite de la baisse des prix des produits raffinés et du pétrole brut. La marge d'exploitation a aussi été touchée par la diminution des marges de craquage, de l'avantage sur le pétrole brut et de la production de brut. Ce recul a été en partie compensé par la hausse des marges sur les produits raffinés et la baisse des charges d'exploitation;
- les réductions de valeur des stocks de produits de 316 M\$, déduction faite des reprises, liées à nos actifs en amont;
- les pertes réalisées liées à la gestion des risques en amont de 228 M\$ (pertes de 38 M\$ en 2019).

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

- un accroissement des volumes de vente de liquides;
- la baisse des redevances découlant du recul des prix réalisés;
- une diminution des frais de transport et de fluidification causée par l'utilisation pour la fluidification de condensats achetés à un prix moins élevé.

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 et de leur reprise), 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 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	732	834	23	2 545
(Ajouter) déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(10)	(21)	(58)	(55)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement ¹⁾	328	(73)	275	(415)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés¹⁾	414	928	(194)	3 015

1) 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 et à leur reprise.

Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont diminué pour le trimestre clos le 30 septembre 2020 par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2019 à cause de la baisse de la marge d'exploitation mentionnée ci-dessus; la variation a été en partie compensée par la baisse de la charge d'impôt exigible. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement présentée dans les tableaux consolidés intermédiaires des flux de trésorerie pour le troisième trimestre de 2020 s'explique principalement par une diminution des débiteurs et une augmentation des créditeurs, facteurs en partie contrebalancés par une augmentation des stocks. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2019, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement s'expliquait par un accroissement des stocks et une réduction des créditeurs, facteurs en partie annulés par une diminution des débiteurs et de l'impôt sur le résultat à recouvrer.

Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont diminué pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 par rapport à ceux de la période correspondante de 2019 à cause principalement de la baisse de la marge d'exploitation mentionnée ci-dessus; la variation a été en partie compensée par la hausse des autres produits découlant du financement reçu dans le cadre de la SSUC et la baisse de la charge d'impôt exigible. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement s'explique principalement par une diminution des stocks et des débiteurs, facteurs en partie annulés par une baisse des créditeurs et de l'impôt sur le résultat à payer. En 2019, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement s'expliquait principalement par un accroissement des stocks et une augmentation des débiteurs, facteurs en partie annulés par une baisse de l'impôt sur le résultat à recouvrer et une augmentation 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 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Résultat avant impôt	(372)	239	(2 884)	1 314
Ajouter (déduire) :				
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ¹⁾	(135)	9	7	157
(Profit) perte de change latent autre que d'exploitation ²⁾	(152)	87	164	(529)
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(1)	3	-	7
Résultat d'exploitation avant impôt	(660)	338	(2 713)	949
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(208)	54	(660)	329
Total du résultat d'exploitation	(452)	284	(2 053)	620

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 troisième trimestre de 2020, la société a enregistré une perte d'exploitation alors qu'au trimestre correspondant de 2019, elle inscrivait un bénéfice d'exploitation. Ce résultat est principalement imputable à la diminution des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés, mentionnée ci-dessus, ainsi qu'à la hausse de la charge d'amortissement et d'épuisement qui comprenait une charge de dépréciation de 450 M\$ relative à l'UGT de Borger, facteurs en partie neutralisés par le profit de change réalisé autre que d'exploitation de 30 M\$.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, les activités d'exploitation se sont soldées par une perte alors qu'elles avaient donné lieu à un bénéfice à la même période en 2019; l'écart s'explique par la diminution des sorties de trésorerie liées aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés mentionnée ci-dessus, ainsi que par la hausse de la charge d'amortissement et d'épuisement qui comprenait des charges de dépréciation de 814 M\$ et par la perte de change latente liée aux activités d'exploitation de 65 M\$ comparativement à un profit de 18 M\$ en 2019. La perte d'exploitation a été en partie compensée par un profit de change réalisé autre que d'exploitation de 33 M\$ comparativement à des pertes réalisées de 279 M\$ en 2019 sur nos billets non garantis, un profit de réévaluation de 97 M\$ sur le paiement éventuel comparativement à une perte de 137 M\$ en 2019 et la baisse des primes d'intéressement à long terme hors trésorerie.

Résultat net

(en millions de dollars)	Trimestres	Périodes de neuf mois
Résultat net des périodes closes le 30 septembre 2019	187	2 081
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Marge d'exploitation	(486)	(3 300)
Activités non sectorielles et éliminations		
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques	144	150
Profit (perte) de change latent	228	(789)
Réévaluation du paiement éventuel	14	234
Profit (perte) à la sortie d'actifs	4	7
Charges ¹⁾	43	469
Amortissement et épuisement	(534)	(947)
Coûts de prospection	(24)	(22)
Produit (charge) d'impôt sur le résultat	230	(109)
Résultat net des périodes closes le 30 septembre 2020	(194)	(2 226)

1) Tient 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 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 perte nette de 194 M\$ enregistrée au troisième trimestre de 2020 représente un résultat inférieur au profit net de 187 M\$ inscrit au trimestre correspondant de 2019, baisse imputable surtout au recul du bénéfice d'exploitation mentionné ci-dessus. La diminution du résultat net a été en partie annulée par :

- des profits de change latents autres que d'exploitation de 152 M\$ par rapport à des pertes de 87 M\$;
- des profits latents de 135 M\$ liés à la gestion des risques, comparativement à des pertes de 9 M\$;
- un produit d'impôt différé de 177 M\$ contre une charge d'impôt différé de 46 M\$.

Pour les neuf premiers mois de l'exercice, la perte nette de 2 226 M\$ représente un recul considérable par rapport au bénéfice net de 2 081 M\$ de 2019, qui s'explique par :

- la baisse du bénéfice d'exploitation mentionnée ci-dessus;
- des pertes de change latentes autres que d'exploitation de 164 M\$ par rapport à des gains de 529 M\$ en 2019;
- un produit d'impôt différé de 656 M\$ contre un produit de 790 M\$ en 2019. En 2019, nous avons comptabilisé un produit d'impôt différé de 663 M\$ découlant de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta et un produit de 387 M\$ attribuable à une augmentation de la base fiscale de nos actifs de raffinage.

La hausse de la perte nette a été en partie contrée par des pertes latentes liées à la gestion des risques de 7 M\$ en 2020, soit un montant inférieur à celles de 157 M\$ inscrites en 2019.

Dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019 ¹⁾	2020	2019 ¹⁾
Sables bitumineux	65	134	337	477
Hydrocarbures classiques ²⁾	12	32	39	61
Raffinage et commercialisation	65	87	172	214
Activités non sectorielles et éliminations	6	41	51	107
Dépenses d'investissement³⁾	148	294	599	859

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

Les dépenses d'investissement de 2020 sont inférieures à celles de 2019, conformément à la réduction de notre programme d'investissement et à notre budget révisé annoncés en avril.

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 change¹⁾

(\$ US/b, sauf indication contraire)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	2020	Variation (%)	2019	T3 2020	T2 2020	T3 2019
Brent						
Moyenne	42,53	(34)	64,74	43,37	33,27	62,00
WTI						
Moyenne	38,32	(33)	57,06	40,93	27,85	56,45
Écart moyen Brent/WTI	4,21	(45)	7,68	2,44	5,42	5,55
WCS à Hardisty (« WCS »)						
Moyenne	24,63	(46)	45,32	31,84	16,38	44,21
Écart moyen WTI/WCS	13,69	17	11,74	9,09	11,47	12,24
Moyenne (\$ CA/b)	32,98	(45)	60,26	42,41	22,42	58,38
WCS à Nederland						
Moyenne	34,36	(40)	56,93	38,73	22,55	52,76
Écart moyen WTI/WCS à Nederland	3,96	2 946	0,13	2,20	5,30	3,69
West Texas Sour (« WTS »)						
Moyenne	38,15	(32)	55,93	40,96	28,03	55,88
Écart moyen WTI/WTS	0,17	(85)	1,13	(0,03)	(0,18)	0,57
Condensats (C5 à Edmonton)						
Moyenne	35,38	(33)	52,81	37,55	22,30	52,02
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	2,94	(31)	4,25	3,38	5,55	4,43
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	(10,75)	44	(7,49)	(5,71)	(5,92)	(7,81)
Moyenne (\$ CA/b)	47,47	(32)	70,21	49,99	30,70	68,69
Moyenne des prix des produits raffinés						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	44,55	(39)	72,45	48,75	32,91	72,07
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	48,71	(37)	77,92	48,91	36,89	75,34
Marge de raffinage : Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries²⁾						
Chicago	7,71	(55)	17,24	7,89	6,44	16,72
Groupe 3	9,04	(48)	17,36	8,29	7,92	17,32
Moyenne des prix du gaz naturel						
Prix AECO ³⁾ (\$ CA/kpi ³)	2,07	49	1,39	2,15	1,91	1,04
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³)	1,88	(30)	2,67	1,98	1,72	2,23
Taux de change (\$ US/\$ CA)						
Moyenne	0,739	(2)	0,752	0,751	0,722	0,757
Fin de la période	0,750	(1)	0,755	0,750	0,734	0,755

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 moyens réalisés 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 du pétrole brut et des condensats

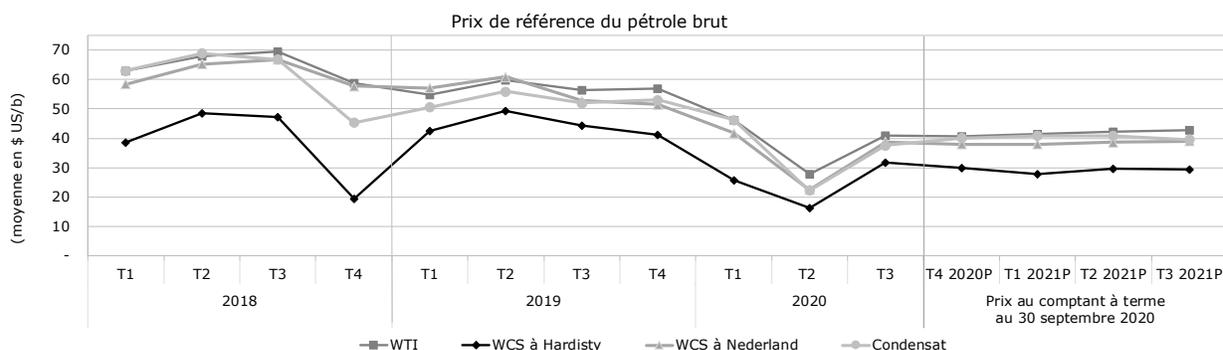
Tout au long du trimestre, les prix de référence du pétrole brut se sont améliorés par rapport à ceux du deuxième trimestre, les prix de référence moyens du Brent et du WTI ayant augmenté de 30 % et de 47 %, respectivement. La demande mondiale de pétrole brut s'est améliorée au troisième trimestre par rapport aux creux du deuxième trimestre, et les importants arrêts de production effectués à l'échelle mondiale ont contribué à stabiliser le marché. Malgré cela, la demande de pétrole brut subit encore des pressions en raison de la recrudescence des cas de COVID-19.

D'un exercice à l'autre, la réduction de la demande mondiale s'est traduite par une baisse des prix de référence moyens du Brent et du WTI.

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 troisième trimestre de 2020, l'écart Brent-WTI s'est rétréci par rapport à 2019 en raison du recul des exportations de pétrole brut en provenance de l'Amérique du Nord et de la réduction de l'offre de brut aux États-Unis.

Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. Au deuxième trimestre de 2020, les réductions de production en Alberta par suite des inquiétudes entourant la demande liées à la COVID-19 ont donné lieu à une diminution de l'offre dans la région productrice de WCS; les écarts sur le pétrole lourd se sont donc considérablement rétrécis. Par conséquent, les volumes de pétrole brut de l'Alberta ont pu être transportés par pipeline, solution de transport moins onéreuse que le transport ferroviaire. Au troisième trimestre de 2020, l'écart de prix entre le WTI et le WCS à Hardisty s'est encore amoindri par rapport à celui du deuxième trimestre de 2020, car les frais de transport marginaux sont restés bas et les prix de référence du pétrole brut lourd sur la côte américaine du golfe du Mexique se sont aussi raffermis par rapport au WTI à cause de la diminution de l'offre mondiale.

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. Les prix de référence du WCS à Nederland se sont amoindris en 2020 par rapport à 2019, ce qui cadre avec la chute des prix du brut à l'échelle mondiale, les raffineurs s'étant ajustés à la demande moindre de produits raffinés. Le prix de référence du WCS à Nederland par rapport à celui du WTI s'est raffermi au troisième trimestre de 2020 par rapport au deuxième trimestre de 2020, sous l'effet de la réduction de l'offre de pétrole brut corrosif lourd et moyen par les producteurs canadiens et ceux de l'OPEP+.



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 moyen entre les prix de référence du WTI et du WTS s'est rétréci en 2020 par rapport à 2019, car la décongestion de la capacité de transport a fait en sorte que le WTS s'est négocié dans une fourchette étroite autour du prix du WTI depuis le début de 2019.

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 pour la fluidification ainsi que le moment où sont vendus les produits fluidifiés.

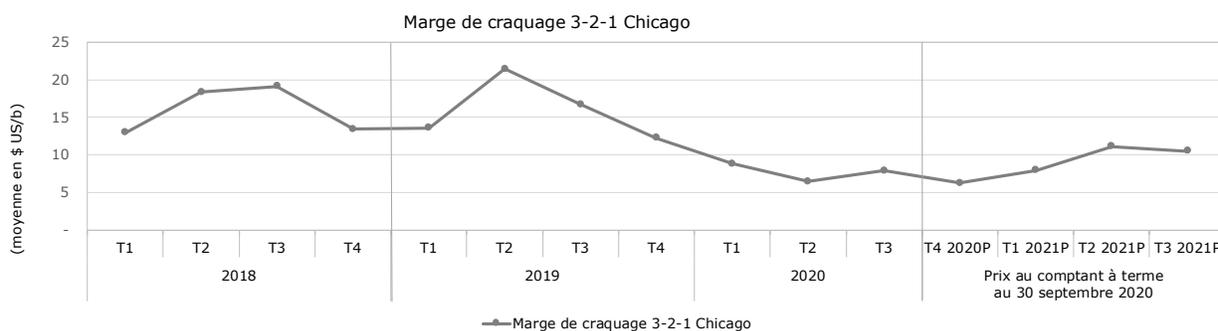
L'escompte des prix de référence moyens des condensats par rapport à ceux du WTI a rétréci en Alberta au troisième trimestre de 2020 comparativement à 2019. L'avantage découlant de la faiblesse de la demande de diluants en 2020 causée par les arrêts de production de pétrole lourd a été annulé par la diminution du nombre de barils importés des États-Unis. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, l'écart moyen entre les condensats et le WTI a rétréci par rapport à celui de 2019.

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.

Les prix moyens des produits raffinés à Chicago ont reculé pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de l'exercice, comparativement aux mêmes périodes en 2019, en raison surtout de la baisse de la demande de produits raffinés faisant suite à la crise sanitaire. La faiblesse de la demande de produits raffinés a fait monter les niveaux des stocks, ce qui a exercé des pressions sur les marges de craquage. 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 l'affaiblissement 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 pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 par rapport à 2019 parce que l'écart entre les prix AECO et NYMEX s'est considérablement amoindri à cause de l'offre moins élevée que prévu, l'accès à d'abondants stocks de gaz au Canada et l'utilisation moindre des pipelines dans la région productrice de WCS. Le prix moyen au NYMEX a diminué par rapport à celui des périodes correspondantes de 2019 à cause de la baisse de la demande et d'une diminution importante des exportations de gaz naturel liquide.

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.

En 2020, le dollar canadien s'est déprécié en moyenne par rapport au dollar américain, comparativement à 2019, ce qui a eu une incidence positive d'environ 170 M\$ sur nos produits des activités ordinaires pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020. La dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain au 30 septembre 2020 comparativement au 31 décembre 2019 a donné lieu à des pertes de change latentes de 164 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 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2020	Variation (%)	2019	2020	Variation (%)	2019
Sables bitumineux	2 066	(13)	2 386	5 094	(31)	7 352
Hydrocarbures classiques ¹⁾	132	(2)	135	423	(12)	481
Raffinage et commercialisation	1 569	(35)	2 420	4 706	(41)	7 958
Activités non sectorielles et éliminations	(108)	47	(205)	(422)	6	(448)
	3 659	(23)	4 736	9 801	(36)	15 343

1) Ce secteur était auparavant le secteur Deep Basin.

Les produits des activités ordinaires du secteur Sables bitumineux ont diminué pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2019 en raison de la baisse du prix de vente moyen réalisé sur les liquides, en partie compensée par la hausse des volumes de vente et la diminution des redevances.

Les produits des activités ordinaires du secteur Hydrocarbures classiques ont diminué légèrement pour le trimestre clos le 30 septembre 2020 par rapport à la même période de 2019, en raison de la hausse des redevances principalement imputable à l'ajustement de la déduction pour frais d'exploitation d'installations gazières (Gas Cost Allowance ou « GCA ») qui était intervenue en 2019. La baisse des produits a été en partie compensée par une augmentation du prix de vente moyen du gaz naturel et de la production de notre propriété de Marten Hills. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, ils ont également diminué par rapport à la même période de 2019, à cause de la baisse des prix de vente moyens réalisés sur les liquides, de la diminution des volumes de vente de gaz naturel et de l'accroissement des redevances, facteurs en partie contrés par la hausse du prix de vente moyen du gaz naturel et le début de la production de notre propriété de Marten Hills.

Les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont reculé de 35 % pour le troisième trimestre et de 41 % pour les neuf premiers mois de l'exercice par rapport aux périodes correspondantes de 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 et la baisse de la production de produits raffinés du fait des réductions du taux de production économique du brut. Les produits tirés des ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers effectuées par notre groupe de commercialisation sont restés pratiquement inchangés pour le trimestre clos le 30 septembre 2020 par rapport à la même période de 2019 puisque la réduction des prix du pétrole brut et des volumes de gaz naturel a été compensée par la hausse des volumes de pétrole brut et des prix du gaz naturel. Pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, les produits des activités ordinaires tirés de la commercialisation ont diminué par rapport à la même période en 2019 à cause de la réduction des prix et des volumes du pétrole brut, qui a été en partie compensée par la hausse des prix du 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 troisième trimestre de 2020, nous avons :

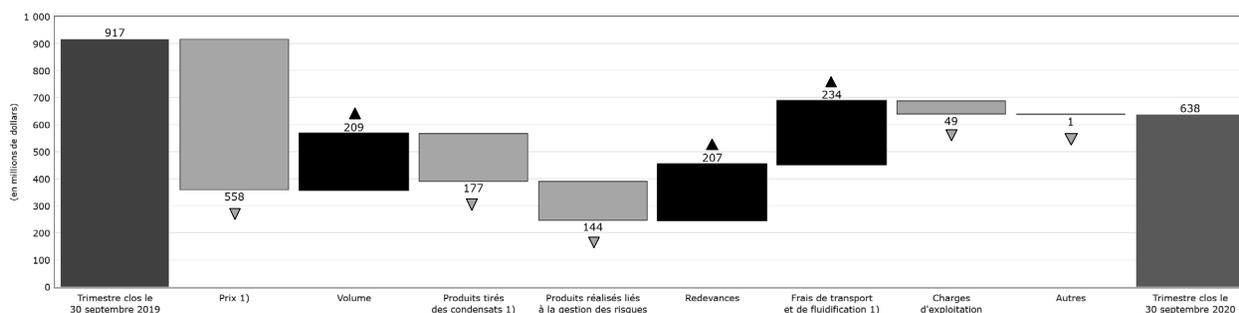
- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- augmenté notre production tirée des sables bitumineux, qui a atteint 385 937 barils par jour, et excédé la limite qui nous avait été imposée en achetant des crédits liés aux réductions de production en réponse à la hausse des prix de référence du pétrole brut, tout en arrivant à réduire les charges d'exploitation autres que le carburant par baril. Globalement, les charges d'exploitation unitaires ont augmenté de 9 %, pour s'établir à 7,53 \$ le baril par rapport à 6,90 \$ le baril au troisième trimestre de 2019, en raison de la hausse des prix du gaz naturel;
- démontré notre capacité à utiliser tous nos actifs pour maximiser les prix reçus pour chaque baril, car nous avons fait en sorte de stocker des volumes dans un contexte de faiblesse des prix et de les vendre lorsque nous pouvions obtenir des prix plus élevés;
- inscrit une marge d'exploitation de 638 M\$, soit une diminution de 279 M\$ par rapport au troisième trimestre de 2019 imputable à la baisse des prix de vente moyens réalisés et à des pertes réalisées liées à la gestion des risques contre des profits en 2019, facteurs en partie compensés par la diminution des frais de transport et de fluidification, la hausse des volumes et la baisse des redevances.

Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2020 et 2019

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre	
	2020	2019
Chiffre d'affaires brut	2 195	2 722
Déduire : Redevances	129	336
Produits des activités ordinaires	2 066	2 386
Charges		
Transport et fluidification	1 015	1 249
Activités d'exploitation	276	227
(Profit) perte lié à la gestion des risques	137	(7)
Marge d'exploitation	638	917
Amortissement et épuisement	469	391
Coûts de prospection	-	1
Résultat sectoriel	169	525

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 troisième trimestre, le prix de vente réalisé sur le pétrole brut s'est établi à 39,67 \$ le baril (54,94 \$ le baril en 2019), ce qui cadre avec le recul généralisé des prix de référence du pétrole brut, notamment la baisse de 28 % du prix de référence moyen du WTI, en partie annulé par un écart WTI-WCS moindre, qui s'est établi à un escompte moyen de 9,09 \$ US le baril (12,24 \$ US le baril en 2019), un rétrécissement de l'écart entre le WCS et le Christina Dilbit Blend (« CDB ») et l'utilisation pour la fluidification de stocks de condensats achetés à un prix moins élevé. L'écart WCS-CDB s'est amoindri à un escompte historiquement bas de 1,07 \$ US le baril (2,00 \$ US le baril en 2019) surtout en raison de l'accroissement de la demande de brut de type CDB. Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2020, nous avons vendu environ 20 % de notre production (environ le tiers en 2019) à l'extérieur de l'Alberta pour améliorer 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 sur le 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 diminue par rapport au prix du pétrole brut dilué, notre prix de vente réalisé sur le bitume augmente. 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 sur le bitume, puisque nous utilisons des condensats achetés plus tôt au cours de l'exercice à un prix plus élevé. Au cours du trimestre, nous avons réduit les volumes de condensats transportés en provenance de la côte américaine du golfe du Mexique et effectué des livraisons seulement lorsque l'écart de prix entre les divers marchés était suffisant pour couvrir les frais de transport variables.

Volumes de production

(b/j)	Trimestres clos les 30 septembre		
	2020	Variation (%)	2019
Foster Creek	164 954	5	156 527
Christina Lake	220 983	12	198 068
	385 937	9	354 595

À Foster Creek, la production a augmenté par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, car les installations ont visé des taux de production maximaux, sauf pendant les activités de maintenance prévues. Au cours du trimestre, nous avons été en mesure d'acheter des crédits additionnels liés aux réductions de production, ce qui nous a permis d'accroître les niveaux de production à Christina Lake lorsque les prix des marchandises se sont améliorés. Les activités de révision et de maintenance prévues à Christina Lake ont commencé à la fin septembre, ce qui a réduit la production. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2019, les volumes de production avaient été moindres à cause des réductions de production imposées par le gouvernement.

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 fondées 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). Aux fins du calcul des redevances, 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 30 septembre	
	2020	2019
Foster Creek	7,4	21,8
Christina Lake	13,4	24,2

Au troisième trimestre de 2020, les redevances ont diminué de 207 M\$ par rapport à 2019 par suite de la diminution des profits nets causée par la baisse des prix des marchandises, 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.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont diminué de 234 M\$ par rapport à ceux du troisième trimestre de 2019. Les frais de fluidification ont diminué par suite de la baisse des prix des condensats, en partie annulée par l'accroissement des volumes utilisés découlant de l'augmentation des volumes de vente. 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.

Les frais de transport ont été moins élevés grâce à la suspension temporaire de notre programme de transport ferroviaire de pétrole brut, car nous n'avons engagé que les frais fixes liés au programme. La baisse des frais de transport a été en partie annulée par la hausse des frais fixes, sous l'effet de l'accroissement de nos engagements de transport et de déchargement après le troisième trimestre de 2019. En outre, nous avons conclu de nouveaux engagements de mise en réservoir et de déchargement à la fin de septembre 2019. Au troisième trimestre de 2020, nous avons acheminé environ 20 % de nos volumes vers des destinations aux États-Unis, par pipeline, comparativement à environ 33 % par pipeline et par train en 2019. Notre programme de transport ferroviaire de pétrole brut reste interrompu temporairement, et nous prévoyons que les frais de transport resteront bas tant que cette interruption demeurera en vigueur.

Frais de transport unitaires

Les frais de transport unitaires de Foster Creek ont diminué de 4,59 \$ le baril, pour s'établir à 8,59 \$ le baril, en raison de la diminution des ventes expédiées par train, en partie contrée par la hausse des coûts fixes liés au transport ferroviaire mentionnée ci-dessus. Les frais de transport unitaires de Christina Lake ont diminué de 0,42 \$ le baril, pour s'établir à 6,78 \$ le baril, en raison de l'augmentation du total des volumes de vente transportés et de la diminution des ventes expédiées par train, facteurs en partie annulés par la hausse des tarifs pipeliniers et l'augmentation des coûts fixes liés au transport ferroviaire mentionnée ci-dessus.

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation du troisième trimestre visaient essentiellement le maintien d'activités fiables et sûres. Le total des charges d'exploitation et les charges d'exploitation unitaires ont augmenté par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent surtout à cause de la hausse des coûts du carburant découlant de l'accroissement des prix du gaz naturel. Les charges autres que le carburant ont augmenté principalement à cause de la hausse des prix de l'électricité et des coûts de reconditionnement liée à la production accrue. Les charges d'exploitation unitaires autres que le carburant à Foster Creek sont restées assez stables, tandis qu'à Christina Lake, la hausse des volumes de vente les a fait baisser.

Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Trimestres clos les 30 septembre		
	2020	Variation (%)	2019
Foster Creek			
Carburant	2,60	59	1,64
Autres coûts	6,44	1	6,36
Total	9,04	13	8,00
Christina Lake			
Carburant	2,03	68	1,21
Autres coûts	4,50	(5)	4,75
Total	6,53	10	5,96
Total	7,53	9	6,90

Prix nets opérationnels¹⁾

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, ni de leur reprise, tant qu'elles ne sont pas réalisées lorsque les produits sont vendus. 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.

(\$/baril)	Foster Creek		Christina Lake	
	Trimestres clos les 30 septembre			
	2020 ²⁾	2019	2020 ²⁾	2019
Prix de vente	41,51	58,89	38,44	51,62
Redevances	2,44	9,90	4,27	10,62
Transport et fluidification	8,59	13,18	6,78	7,20
Charges d'exploitation	9,04	8,00	6,53	5,96
Prix nets opérationnels, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	21,44	27,81	20,86	27,84
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(3,67)	0,13	(3,77)	0,27
Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	17,77	27,94	17,09	28,11

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 ni de leur reprise.

Notre prix net opérationnel moyen, exclusion faite des profits et des pertes réalisés liés à la gestion des risques, a diminué au troisième trimestre par rapport à 2019, surtout à cause de la baisse des prix de vente réalisés et de l'augmentation des charges d'exploitation unitaires, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par la diminution des redevances et des frais de transport et de fluidification unitaires ainsi que l'accroissement des volumes de vente à Christina Lake. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2020, la dépréciation du dollar canadien en regard du dollar américain, par rapport à la même période de 2019, a eu une incidence positive d'environ 0,33 \$ par baril sur les prix de vente.

Gestion des risques

Gestion des risques – flux de trésorerie

Les positions de gestion des risques du troisième trimestre de 2020 ont donné lieu à des pertes réalisées de 11 M\$ (néant en 2019) à cause de l'écart entre les prix de règlement des marchandises et les prix prévus par nos contrats de gestion des risques. Ces positions de gestion des risques sont conclues pour protéger les flux de trésorerie à court terme et futurs.

Gestion des risques – optimisation

Les positions de gestion des risques du troisième trimestre de 2020 ont donné lieu à des pertes réalisées de 126 M\$ (profits réalisés de 7 M\$ en 2019) à cause de la décision que nous avons prise de stocker nos volumes de pétrole brut et de condensats plutôt que de les vendre, comme il est expliqué ci-dessous. Cenovus adapte ses projets de commercialisation et de transport, qui englobent des actifs de stockage et des pipelines servant à optimiser les gammes de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle, afin de créer des positions sur ses stocks. Au moment où nous prenons la décision de stocker nos volumes de pétrole brut et de condensats, il nous est possible de fixer les prix offerts pour les périodes à venir au cours desquelles nous prévoyons de vendre ces stocks; une marge plus élevée est ainsi réalisée au cours de ces périodes, car ces prix sont supérieurs aux prix à court terme. Les fluctuations des produits tirés de la vente de l'actif physique sous-jacent sont atténuées par les profits et les pertes liés à la gestion des risques connexes.

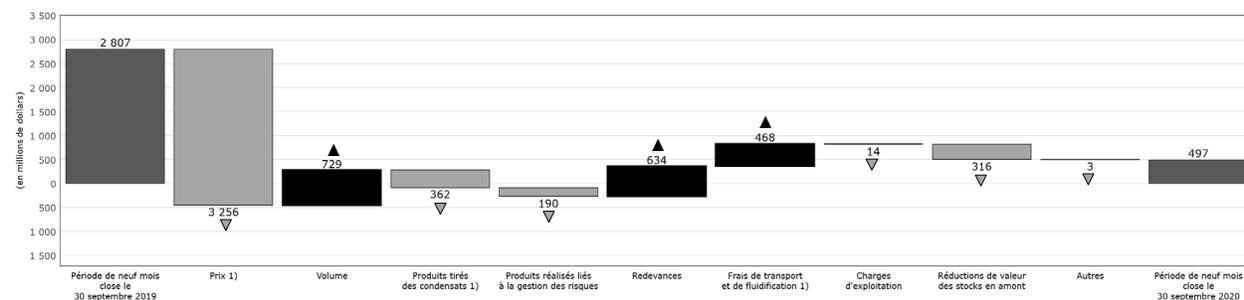
Les transactions couvrent généralement plus d'une période pour que la stratégie d'optimisation puisse être réalisée, et elles génèrent des profits ou des pertes réalisés et latents liés à la gestion des risques. Lorsqu'un contrat financier est réglé, les profits ou les pertes latents liés à la gestion des risques se réalisent et le montant du règlement définitif est compensé lorsque le produit physique est vendu.

Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 2019

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019
Chiffre d'affaires brut	5 287	8 179
Déduire : Redevances	193	827
Produits des activités ordinaires	5 094	7 352
Charges		
Transport et fluidification	3 268	3 736
Activités d'exploitation	785	771
Réduction de (reprise sur la réduction de) valeur des stocks	316	-
(Profit) perte lié à la gestion des risques	228	38
Marge d'exploitation	497	2 807
Amortissement et épuisement	1 275	1 127
Coûts de prospection	7	10
Résultat sectoriel	(785)	1 670

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

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, le prix de vente réalisé sur le pétrole brut s'est établi à 25,21 \$ le baril comparativement à 55,82 \$ le baril en 2019, ce qui cadre avec le recul généralisé des prix de référence du pétrole brut, notamment la baisse du prix de référence moyen du WTI, et avec l'élargissement de l'écart WTI-WCS, qui s'est établi en moyenne à 13,69 \$ US le baril (11,74 \$ US le baril en 2019). Ces facteurs ont été atténués en partie par la réduction du prix moyen des condensats, qui s'est établi à 35,38 \$ US le baril (52,81 \$ US le baril en 2019). 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 10,75 \$ US le baril (7,49 \$ US le baril en 2019). Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, nous avons vendu environ le quart de nos volumes de production à l'extérieur de l'Alberta, car l'accroissement de nos installations de stockage situées à l'extérieur de la province nous a permis de réagir aux signaux de prix. En 2019, nous avions vendu environ le quart de notre production à l'extérieur de l'Alberta grâce aux volumes expédiés par transport ferroviaire.

Volumes de production

(b/i)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	Variation (%)
Foster Creek	164 935	4
Christina Lake	217 133	15
	382 068	10
		2019
		158 888
		188 671
		347 559

Dans l'ensemble, les niveaux de production de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 ont été supérieurs à ceux de 2019, exercice au cours duquel notre production se conformait au programme de réduction de production imposé par le gouvernement de l'Alberta. En 2020, nous avons activement géré les niveaux de production pour réagir aux signaux de prix et à la disponibilité des crédits liés aux réductions de production, tant les nôtres que ceux offerts sur le marché. Par ailleurs, les hausses de production ont été contrebalancées en partie par les activités de révision et de maintenance prévues à Christina Lake au troisième trimestre, qui ont cependant eu une incidence moindre que la révision prévue à Christina Lake au deuxième trimestre de 2019.

Redevances

Taux de redevance réels

(en pourcentage)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019
Foster Creek	9,2	17,4
Christina Lake	13,0	20,6

Pour les neuf premiers mois de l'exercice, les redevances ont diminué de 634 M\$ par rapport à 2019 par suite de la diminution des profits nets causée par la baisse des prix des marchandises, 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.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont diminué de 468 M\$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les frais de fluidification ont baissé en raison d'un recul du prix des condensats, qui a été contrebalancé en partie par l'accroissement des volumes de condensats requis pour acheminer des volumes de bitume plus élevés. 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 en raison surtout de la hausse des frais fixes en 2020 du fait de l'accroissement des engagements de transport et de déchargement après le troisième trimestre de 2019. En outre, nous avons conclu de nouveaux engagements de mise en réservoir et de déchargement à la fin de septembre 2019. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, avant l'interruption de notre programme de transport ferroviaire, nous avons expédié 33 780 barils par jour vers des emplacements situés à l'extérieur de l'Alberta (38 765 barils par jour en 2019). L'acheminement de nos volumes vers des destinations aux États-Unis, par pipeline ou par wagons, nous permet d'obtenir de meilleurs prix.

Frais de transport unitaires

À Foster Creek, les frais de transport ont augmenté de 0,72 \$ le baril à cause de la hausse des coûts du transport ferroviaire occasionnée par l'augmentation des frais fixes en 2020, mentionnée ci-dessus, facteur qui a été contrebalancé en partie par la réduction des tarifs pipeliniers découlant de la diminution des ventes vers des destinations aux États-Unis et l'augmentation des volumes de vente. À Christina Lake, les frais de transport ont augmenté de 0,93 \$ le baril en raison de l'augmentation des frais fixes, mentionnée ci-dessus, de l'accroissement des tarifs pipeliniers et de la hausse des coûts de stockage, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation des volumes de vente par rapport à 2019.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de 2020 ont été le carburant, la main-d'œuvre, les produits chimiques et les réparations et la maintenance. Le total des charges d'exploitation a augmenté de 14 M\$ à cause de la hausse des coûts du carburant, de la main-d'œuvre et des produits chimiques sous l'effet de l'accroissement de la production, hausse en partie annulée par la diminution des coûts des réparations et de la maintenance de même que de ceux du traitement et du transport par camion des déchets et des liquides du fait des travaux de révision prévus à Christina Lake au deuxième trimestre de 2019.

Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2019
	2020	Variation (%)	
Foster Creek			
Carburant	2,60	13	2,30
Autres coûts	6,28	(7)	6,78
Total	8,88	(2)	9,08
Christina Lake			
Carburant	2,03	7	1,90
Autres coûts	4,53	(18)	5,50
Total	6,56	(11)	7,40
Total	7,55	(8)	8,18

À Foster Creek et à Christina Lake, les coûts du carburant par baril ont augmenté par suite de la hausse des prix du gaz naturel, annulée en partie par l'augmentation des volumes de vente.

À Foster Creek, les charges d'exploitation autres que le carburant par baril ont diminué en 2020 surtout en raison de l'accroissement des volumes de vente et des mesures de sécurité liées à la COVID-19 mises en place au deuxième trimestre qui ont entraîné une réduction des activités de réparation et de maintenance, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des coûts de la main-d'œuvre.

À Christina Lake, les charges d'exploitation autres que le carburant par baril ont diminué en 2020 surtout en raison de l'accroissement des volumes de vente et de la réduction des coûts du fait qu'une révision prévue avait été réalisée en 2019, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des coûts de la main-d'œuvre et des produits chimiques.

Réduction de (reprise sur la réduction de) valeur des stocks

Au premier trimestre de 2020, nous avons comptabilisé des réductions de valeur de 335 M\$ de nos stocks de pétrole brut dilué et de condensats, puis repris un montant de 19 M\$ par suite de l'amélioration des prix du pétrole brut.

Prix nets opérationnels¹⁾

(\$/baril)	Foster Creek		Christina Lake	
	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	2020 ²⁾	2019	2020 ²⁾	2019
Prix de vente	27,31	59,04	23,64	53,02
Redevances	1,47	8,19	2,18	9,44
Transport et fluidification	11,48	10,76	7,09	6,16
Charges d'exploitation	8,88	9,08	6,56	7,40
Prix nets opérationnels, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	5,48	31,01	7,81	30,02
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(2,10)	(0,35)	(2,17)	(0,45)
Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	3,38	30,66	5,64	29,57

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 ni de leur reprise.

Notre prix net opérationnel moyen, exclusion faite des profits et des pertes réalisés liés à la gestion des risques, a diminué en 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 0,43 \$ par baril sur les prix de vente globaux.

Gestion des risques

Gestion des risques – flux de trésorerie

En 2020, les positions de gestion des risques ont donné lieu à des pertes réalisées de 15 M\$ (16 M\$ en 2019) à cause de l'écart entre les prix de règlement des marchandises et les prix prévus par nos contrats de gestion des risques. Ces positions de gestion des risques sont conclues pour protéger les flux de trésorerie à court terme et futurs.

Gestion des risques – optimisation

En 2020, les positions de gestion des risques ont donné lieu à des pertes réalisées de 213 M\$ (22 M\$ en 2019) à cause de la décision que nous avons prise de stocker nos volumes de pétrole brut et de condensats plutôt que de les vendre. Cenovus adapte ses projets de commercialisation et de transport, qui englobent des actifs de stockage et des pipelines servant à optimiser les gammes de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle, afin de créer des positions sur ses stocks. Au moment où nous prenons la décision de stocker nos volumes de pétrole brut et de condensats, il nous est possible de fixer les prix offerts pour les périodes à venir au cours desquelles nous prévoyons de vendre ces stocks; une marge plus élevée est ainsi réalisée au cours de ces périodes, car ces prix sont supérieurs aux prix à court terme. Les fluctuations des produits tirés de la vente de l'actif physique sous-jacent sont atténuées par les profits et les pertes liés à la gestion des risques connexes.

Les transactions couvrent généralement plus d'une période pour que la stratégie d'optimisation puisse être réalisée, et elles génèrent des profits ou des pertes réalisés et latents liés à la gestion des risques. Lorsqu'un contrat financier est réglé, les profits ou les pertes latents liés à la gestion des risques se réalisent et le montant du règlement définitif est compensé lorsque le produit physique est vendu.

Amortissement et épuisement

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction du total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement tient compte des dépenses engagées jusqu'à maintenant et des dépenses de mise en valeur estimatives qu'il faudra encore engager pour mettre en valeur les réserves prouvées. Ce taux, qui est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué aux volumes de vente et sert à déterminer la charge d'amortissement et d'épuisement de chaque période. 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.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2020, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux s'est accrue de 78 M\$ par rapport à 2019 du fait que des coûts relatifs aux immobilisations corporelles de 46 M\$ déjà incorporés ont été radiés à titre d'amortissement et d'épuisement supplémentaires et que les volumes de vente ont augmenté; ces facteurs ont été atténués par une diminution des taux d'épuisement moyens. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, la charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté de 148 M\$ par rapport à la même période de 2020 en raison de la hausse des volumes de vente, en partie annulée par une 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 de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 s'est établi à environ 10,40 \$ le baril (11,15 \$ 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.

Dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Foster Creek	32	46	157	169
Christina Lake	27	84	117	279
	59	130	274	448
Autres ¹⁾	6	4	63	29
Dépenses d'investissement²⁾	65	134	337	477

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.

En 2020, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont été consacrées aux programmes 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 les programmes de puits de maintien et de puits stratigraphiques et l'achèvement de la construction de la phase G de Christina Lake.

Activités de forage

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	Puits de forage stratigraphique bruts		Puits productifs bruts ^{1),2)}	
	2020	2019	2020	2019
Foster Creek	38	14	-	-
Christina Lake	42	18	-	11
	80	32	-	11
Autres	75	14	-	-
	155	46	-	11

1) Les paires de puits de drainage par gravité au moyen de la vapeur comptent pour un seul puits productif.

2) 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.

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

Dépenses d'investissement futures

Nous prévoyons que les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux s'établiront entre 370 M\$ et 420 M\$ en 2020 et seront axées sur les investissements de maintien. 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.

En 2020, nous prévoyons de dépenser un capital minimal en raison du contexte difficile des prix des marchandises.

En 2020, les dépenses d'investissement consacrées à la technologie et à diverses autres activités devraient se situer entre 35 M\$ et 40 M\$; elles viseront la poursuite de certaines mesures stratégiques seulement, notamment les travaux relatifs aux solvants et à la valorisation partielle ainsi que l'avancement de la conception des nouvelles installations qui devraient se révéler avantageuses sur le plan des coûts comme sur le plan environnemental. Nos prévisions datées du 1^{er} avril 2020 peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

HYDROCARBURES CLASSIQUES

Au troisième trimestre de 2020, nous avons :

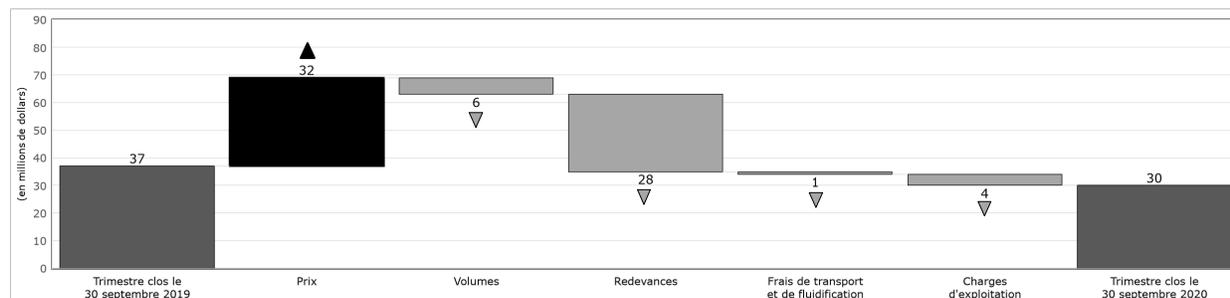
- affiché une excellente performance en matière de santé et de sécurité malgré les difficultés que présente la COVID-19;
- produit un total de 85 862 bep par jour, soit moins qu'en 2019, en raison des baisses naturelles des puits et du plus grand nombre d'arrêts de production causés par une révision prévue à une installation de traitement de gaz naturel non exploitée située dans la zone Elmworth-Wapiti, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par la production additionnelle provenant de la zone de Marten Hills. Au troisième trimestre de 2019, la production avait été touchée par des interruptions temporaires dictées par la faiblesse des prix du gaz naturel;
- inscrit une marge d'exploitation de 30 M\$, soit une diminution par rapport à la même période de 2019 imputable à la hausse des redevances découlant de l'ajustement de la déduction pour frais d'exploitation d'installations gazières, à la diminution des volumes de vente et à l'augmentation des charges d'exploitation, facteurs en partie contrebalancés par l'accroissement des prix de vente réalisés sur le gaz naturel;
- enregistré un prix net opérationnel de 3,16 \$ le bep, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques.

Résultats financiers

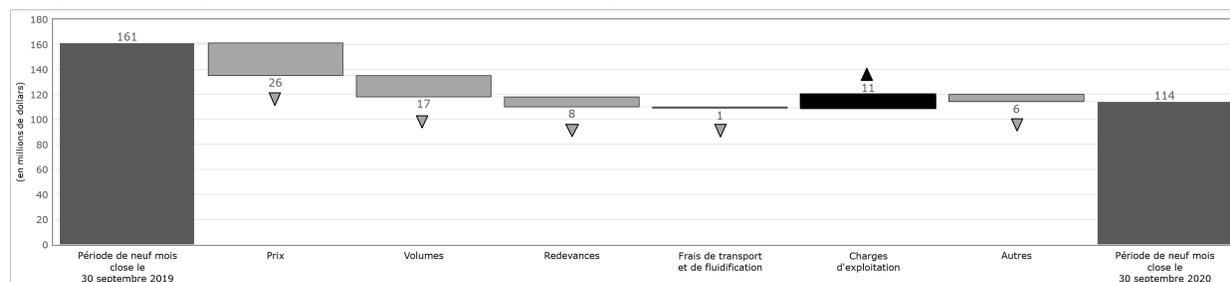
(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Chiffre d'affaires brut	156	131	451	501
Déduire : Redevances	24	(4)	28	20
Produits des activités ordinaires	132	135	423	481
Charges				
Transport et fluidification	21	20	63	62
Activités d'exploitation	81	77	246	257
Taxes à la production et impôts miniers	-	1	-	1
Marge d'exploitation	37	37	114	161
Amortissement et épuisement	75	78	563	247
Coûts de prospection	25	-	25	-
Résultat sectoriel	(70)	(41)	(474)	(86)

Variation de la marge d'exploitation

Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2020 et 2019



Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2020 et 2019



Produits des activités ordinaires

Prix

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Pétrole lourd (\$/b)	39,54	-	29,80	-
Pétrole léger et moyen (\$/b)	49,19	68,53	42,15	66,08
LGN (\$/b)	21,38	22,16	20,26	26,08
Gaz naturel (\$/kpi ³)	2,34	1,21	2,18	1,82
Total d'équivalent de pétrole (\$/bep)	18,28	13,84	16,64	17,03

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2020, les produits des activités ordinaires ont légèrement baissé par rapport à 2019, car la hausse des prix du gaz naturel a été largement compensée par l'augmentation des redevances. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, les produits des activités ordinaires ont baissé par rapport à 2019 en raison de la diminution des prix de vente moyens réalisés sur les liquides et des volumes de vente de gaz naturel, en partie compensée par l'augmentation des volumes de vente de liquides. En 2020, nous avons tiré une production de pétrole lourd d'environ 3 000 barils par jour de Marten Hills. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, les produits des activités ordinaires tiennent compte de produits liés aux frais de traitement de 11 M\$ et de 35 M\$, respectivement (12 M\$ et 42 M\$, respectivement, 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 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Liquides				
Pétrole brut (b/j)	7 554	4 929	7 585	4 885
LGN (b/j)	18 297	21 175	19 901	21 950
	25 851	26 104	27 486	26 835
Gaz naturel (Mpi³/j)	360	407	382	432
Production totale (bep/j)	85 862	93 901	91 196	98 807
Production de gaz naturel (% par rapport au total)	70	72	70	73
Production de liquides (% par rapport au total)	30	28	30	27

La production du trimestre clos le 30 septembre 2020 a diminué de 9 % par rapport à 2019 en raison des baisses naturelles des puits découlant de la réduction des investissements de maintien et de l'accroissement des arrêts de production causés par une révision prévue à une installation de traitement de gaz non exploitée située dans la zone Elmworth-Wapiti, facteurs qui ont été en partie annulés par le début de la production de pétrole lourd à Marten Hills en 2020. Au troisième trimestre de 2019, la production avait été touchée par des interruptions temporaires dictées par la faiblesse des prix du gaz naturel. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, la production a diminué de 8 % par rapport à 2019 en raison des baisses naturelles des puits, en partie compensées par la production de pétrole lourd de Marten Hills et la diminution du nombre d'interruptions de production justifiées par la faiblesse des prix des marchandises.

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 qui revient à la Couronne de la production de gaz brut provenant d'installations appartenant aux producteurs ainsi que du transport de la quote-part qui revient à la Couronne de la production de gaz résiduaire, de LGN ou de pétrole provenant d'installations appartenant aux producteurs.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, notre taux de redevance réel s'est établi à 18,5 % et à 7,7 %, respectivement (taux négatif de 3,4 % et de 5,1 %, respectivement, en 2019). La hausse des taux de redevance est imputable à l'ajustement de la déduction pour frais d'exploitation d'installations gazières de 8 M\$ comptabilisée en 2020 par suite d'une réduction, en 2019, des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation.

Charges

Transport

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. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2020 et pour les neuf premiers mois de l'exercice, les frais de transport unitaires se sont établis en moyenne à 2,62 \$ par bep (2,28 \$ par bep en 2019) et à 2,51 \$ par bep (2,29 \$ par bep en 2019), respectivement, en raison de la réduction des volumes de vente et de la hausse des tarifs pipeliniers.

Charges d'exploitation

Le total des charges d'exploitation du trimestre clos le 30 septembre 2020 a augmenté, pour s'établir à 81 M\$ (77 M\$ en 2019), à cause des coûts des révisions prévues, de la hausse des frais de traitement par des tiers et des charges d'exploitation liées à la production de Marten Hills. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, le total des charges d'exploitation a diminué, pour s'établir à 246 M\$ (257 M\$ en 2019) par suite de l'optimisation des activités, de la priorité accordée aux activités de réparation et d'entretien d'importance critique et de l'utilisation de notre infrastructure pour réduire notre structure de coûts.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2020, les charges d'exploitation unitaires se sont établies en moyenne à 9,55 \$ par bep (8,21 \$ par bep en 2019) en raison de la baisse des volumes de vente et de l'accroissement des coûts de réparation et d'entretien imputables aux révisions prévues ainsi qu'à la hausse des frais de traitement par des tiers. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, les charges d'exploitation unitaires se sont établies en moyenne à 9,19 \$ par bep (8,83 \$ par bep en 2019) en raison de la baisse des volumes de vente et de la hausse des frais de traitement par des tiers.

La hausse des charges d'exploitation a été en partie annulée par les éléments suivants :

- la diminution des taxes foncières et des coûts de location découlant de la réduction du nombre de locations et d'un allègement réglementaire des coûts;
- la diminution des coûts de la main-d'œuvre;
- la baisse des réparations et de la maintenance causée par la diminution et le report des activités.

Prix nets opérationnels

(\$/bep)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Prix de vente	18,28	13,84	16,64	17,03
Redevances	2,93	(0,41)	1,09	0,76
Transport et fluidification	2,62	2,28	2,51	2,29
Charges d'exploitation	9,55	8,21	9,19	8,83
Taxes à la production et impôts miniers	0,02	0,03	-	0,03
Prix nets opérationnels, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	3,16	3,73	3,85	5,12
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(0,03)	-	(0,01)	(0,01)
Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	3,13	3,73	3,84	5,11

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 attribue à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement moyen s'est établi à environ 9,60 \$ par bep et à 10,00 \$ par bep, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 (8,90 \$ par bep et 9,10 \$ par bep, respectivement, en 2019).

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, le total de la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques s'est chiffré à 75 M\$ et à 563 M\$, respectivement (78 M\$ et 247 M\$, respectivement, en 2019). La charge d'amortissement a été légèrement inférieure à celle du troisième trimestre de 2019 par suite de la baisse des volumes de vente, qui a été contrebalancée par la hausse du taux d'amortissement. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, l'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.

Des coûts de prospection de 25 M\$ ont été comptabilisés pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 (néant en 2019) relativement à des coûts relatifs aux immobilisations corporelles déjà incorporés qui ont été radiés lorsque nous avons renoncé au droit légal d'explorer une partie de la superficie louée.

Dépenses d'investissement

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, nous avons investi 12 M\$ et 39 M\$, respectivement, contre 32 M\$ et 61 M\$ pour les mêmes périodes de 2019. Jusqu'à maintenant, les dépenses d'investissement ont été consacrées surtout à la mise en valeur méthodique de nos actifs du secteur Hydrocarbures classiques, qui suppose des activités d'exploitation fiables et sûres, à l'obtention de données sismiques, au démarrage du programme de remise en production visant à optimiser la production actuelle et au début des travaux de soutien aux forages et à l'infrastructure.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019 ¹⁾	2020	2019 ¹⁾
Données sismiques	-	-	5	-
Forage et conditionnement	1	11	2	13
Installations	5	12	15	21
Autres	6	9	17	27
Dépenses d'investissement²⁾	12	32	39	61

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 troisième trimestre de 2020, aucun puits net n'a été foré, conditionné, ni raccordé. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, nous n'avons procédé au forage et au conditionnement d'aucun puits net, et deux puits nets ont été raccordés et mis en production. Au troisième trimestre de 2019, deux puits avaient été forés et pour les neuf premiers mois de l'exercice, nous avons procédé au forage de deux puits et au raccordement d'un seul.

Dépenses d'investissement futures

Les dépenses d'investissement qui seront affectées en 2020 au secteur Hydrocarbures classiques devraient se situer entre 75 M\$ et 85 M\$. Ces dépenses comprennent un montant supplémentaire de 30 M\$ au quatrième trimestre par rapport à nos prévisions pour le secteur Hydrocarbures classiques (auparavant Deep Basin) qui sera consacré à un programme de forage double visant des puits de développement à faible risque et à rendement élevé situés près des installations de traitement de gaz naturel que nous détenons et exploitons et qui nous permettra de tirer avantage du raffermissement prévu des prix des marchandises pendant la saison de chauffage hivernale. Nous continuons de favoriser une approche méthodique à l'égard de la mise en valeur de nos actifs du secteur Hydrocarbures classiques. Nos prévisions pour 2020 datées du 1^{er} avril 2020 peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Au troisième trimestre de 2020, nous avons :

- obtenu une production économique de pétrole brut de 382 000 barils par jour, soit moins qu'au troisième trimestre de 2019 en raison du ralentissement économique causé par la COVID-19;
- déclaré une marge d'exploitation négative de 74 M\$, soit une diminution de 200 M\$ par rapport à 2019, en raison de la baisse des prix mondiaux du pétrole brut et des produits raffinés, qui s'est traduite par une réduction des marges de craquage et un avantage moindre sur le pétrole brut, ainsi que de la réduction de la production de pétrole brut, facteurs qui ont été annulés en partie par la baisse des charges d'exploitation;
- comptabilisé une charge de dépréciation de 450 M\$, à titre de charge d'amortissement supplémentaire, relativement à l'UGT de Borger.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019 ¹⁾	2020	2019 ¹⁾
Produits des activités ordinaires	1 569	2 420	4 706	7 958
Produits achetés	1 444	2 026	4 170	6 622
Réduction de (reprise sur la réduction de) valeur des stocks	-	16	233	24
Marge brute	125	378	303	1 312
Charges				
Activités d'exploitation	197	255	624	698
(Profit) perte lié à la gestion des risques	2	(3)	(6)	(14)
Marge d'exploitation	(74)	126	(315)	628
Amortissement et épuisement	521	65	673	213
Résultat sectoriel	(595)	61	(988)	415

1) 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 et à leur reprise.

Exploitation des raffineries¹⁾

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Capacité liée au pétrole brut (kb/j)	495	482	495	482
Production de pétrole brut (kb/j)	382	465	383	438
Pétrole brut lourd	154	185	154	174
Pétrole léger ou moyen	228	280	229	264
Produits raffinés (kb/j)	397	485	396	463
Essence	207	215	195	218
Distillats	115	169	130	162
Autres	75	101	71	83
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	77	96	77	91

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^{er} 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 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 diminué au troisième trimestre, car les deux raffineries ont poursuivi les réductions de leur taux de production de pétrole brut en raison de la diminution de la demande et de la faiblesse des prix des produits raffinés découlant de la COVID-19. Au troisième trimestre de 2019, les raffineries avaient vécu des interruptions de service non planifiées et le démarrage des activités de révision prévues en septembre 2019; ces facteurs avaient été compensés en partie par la production de pétrole brut mensuelle record atteinte à Wood River en juillet. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, la production de pétrole brut et de produits raffinés a diminué par rapport à l'exercice précédent, car la réduction du taux de production économique du brut en 2020 a eu une incidence plus grande que les travaux de maintenance prévus et non prévus en 2019.

Terminal de transport ferroviaire de pétrole brut

Comme nous l'avons annoncé au premier trimestre, notre programme de transport ferroviaire de pétrole brut a été suspendu et l'est resté en raison de la conjoncture actuelle. L'interruption a été effectuée au cours du deuxième trimestre. Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2020, nous avons chargé en moyenne 8 753 barils par jour (aucun baril par jour de nos volumes) de notre terminal de Bruderheim comparativement à une moyenne de 64 773 barils par jour (45 154 barils par jour de nos volumes) au troisième trimestre de 2019. Depuis le début de l'exercice, nous avons chargé en moyenne 33 244 barils par jour (23 720 barils par jour de nos volumes) de notre terminal de Bruderheim comparativement à une moyenne de 57 092 barils par jour (36 433 barils par jour de nos volumes) en 2019.

Marge brute

Les marges de craquage sur le marché sont des indicateurs de la marge résultant de la transformation de pétrole brut en produits raffinés, alors que 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 cours du trimestre clos le 30 septembre 2020, la marge brute du secteur Raffinage et commercialisation a diminué de 253 M\$ par rapport au troisième trimestre de 2019, surtout en raison de la diminution des marges de craquage et de l'avantage moindre sur le pétrole brut découlant de la baisse des prix mondiaux du pétrole brut et des produits raffinés et d'une réduction de la production de pétrole brut.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, la marge brute du secteur Raffinage et commercialisation a diminué de 1 009 M\$ à cause de la diminution des marges de craquage et de l'avantage sur le pétrole brut découlant de la baisse des prix mondiaux du pétrole brut et des produits raffinés et d'une réduction de la production de pétrole brut, facteurs qui ont été compensés en partie par la hausse des marges sur les produits raffinés. Notre marge brute a bénéficié d'une incidence positive d'environ 1 M\$ et 4 M\$ pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, respectivement, attribuable à l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, le coût des numéros d'identification renouvelables (« NIR ») s'est établi à 50 M\$ et à 119 M\$, respectivement (24 M\$ et 73 M\$, respectivement, en 2019). Le coût des NIR a augmenté principalement en raison de la hausse des prix, annulée en partie par la baisse des obligations en matière de volume.

Réduction de (reprise sur la réduction de) valeur des stocks

En raison du recul des prix des produits raffinés et du pétrole brut, la société avait comptabilisé des réductions de valeur de 253 M\$ des stocks de produits raffinés et de charges d'alimentation au premier trimestre de 2020. Par la suite, nous avons repris 20 M\$ de la réduction de valeur des stocks de produits toujours détenus grâce à l'amélioration des prix des produits raffinés et du pétrole brut. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, nous avons comptabilisé des réductions de valeur des stocks, déduction faite des reprises, de 24 M\$.

Charges d'exploitation

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, les principales composantes des charges d'exploitation ont été la main-d'œuvre, la maintenance et les services publics. Les charges d'exploitation ont diminué au troisième trimestre de 2020 principalement en raison de la baisse des coûts de la maintenance découlant du fait que les activités de maintenance avaient été plus intenses en 2019. La diminution des charges d'exploitation pour les neuf premiers mois de l'exercice est principalement attribuable au fait que les activités de maintenance avaient été plus élevées en 2019 et à la baisse du coût des services publics.

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 521 M\$ et à 673 M\$ pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, respectivement (65 M\$ et 213 M\$, respectivement, en 2019). L'augmentation de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement s'explique par une charge de dépréciation de 450 M\$ relative à l'UGT de Borger.

Dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Raffinerie de Wood River	41	41	96	96
Raffinerie de Borger	19	25	54	82
Commercialisation	5	21	22	36
Dépenses d'investissement	65	87	172	214

Les dépenses d'investissement du troisième trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 ont été axées surtout sur l'amélioration des rendements, les projets de fiabilité et de maintenance et des projets d'infrastructures de stockage.

En 2020, nous prévoyons d'investir de 270 M\$ à 300 M\$ et nous continuerons de mettre l'accent sur les travaux visant la fiabilité des activités de raffinage et la maintenance, et sur les projets d'amélioration du rendement. Nos prévisions de 2020 datées du 1^{er} avril 2020 peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2020, les activités au titre de la gestion des risques ont donné lieu à :

- des profits latents liés à la gestion des risques de 135 M\$ (pertes de 9 M\$ en 2019) en raison de la réalisation des positions nettes et des variations des prix des marchandises par rapport aux prix à la clôture du trimestre précédent. Ces profits tiennent compte de pertes latentes de 3 M\$ sur des swaps de devises;
- un profit réalisé de 1 M\$ sur les couvertures de change (perte de 1 M\$ en 2019).

Depuis le début de l'exercice, les activités au titre de la gestion des risques ont donné lieu à :

- des pertes latentes liées à la gestion des risques de 7 M\$ (157 M\$ en 2019) en raison de la réalisation des positions nettes et des variations des prix des marchandises par rapport aux prix à la clôture de l'exercice précédent;
- des pertes réalisées liées à la gestion des risques de 4 M\$ sur des contrats de change à terme (profits de 1 M\$ et pertes de 1 M\$ sur des swaps de taux d'intérêt en 2019).

Les transactions couvrent généralement plus d'une période pour que la stratégie d'optimisation puisse être réalisée, et elles génèrent des profits ou des pertes réalisés et latents liés à la gestion des risques.

Charges

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Frais généraux et frais d'administration	50	72	124	209
Provision au titre de contrats déficitaires	1	(1)	-	(8)
Charges financières	145	138	391	376
Produit d'intérêts	(2)	(3)	(4)	(9)
(Profit) perte de change, montant net	(159)	88	168	(265)
Réévaluation du paiement éventuel	(31)	(17)	(97)	137
Frais de recherche	3	6	8	16
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(1)	3	-	7
Autres (produits) charges, montant net	(17)	(11)	(60)	(4)
	(11)	275	530	459

Frais généraux et frais d'administration

Les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été les coûts de la main-d'œuvre, les primes d'intéressement à long terme et les charges d'exploitation associées à notre portefeuille immobilier. Au troisième trimestre, les frais généraux et frais d'administration étaient inférieurs de 22 M\$ à ceux de la même période de 2019 surtout par suite de la baisse des primes d'intéressement à long terme occasionnée par la variation du cours de l'action pendant la période. Depuis le début de l'exercice, les frais généraux et frais d'administration ont diminué de 85 M\$ en raison surtout de la réduction des primes d'intéressement à long terme et des charges d'exploitation associées à notre portefeuille immobilier. Nos prévisions datées du 1^{er} avril 2020 peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

Charges financières

Les charges financières du trimestre clos le 30 septembre 2020 ont augmenté de 7 M\$ par rapport à celles de 2019 à cause de l'accroissement du montant des emprunts à long et à court terme et de la hausse des frais d'intérêts sur les obligations locatives liées aux nouveaux contrats ajoutés en 2020 par rapport à 2019. Depuis le début de l'exercice, les charges financières ont augmenté de 15 M\$ par rapport à celles de 2019 à cause de l'actualisation de 25 M\$ au rachat de certains billets non garantis, comparativement à 64 M\$ en 2019, de l'accroissement du montant des emprunts à court terme pendant la période et de la hausse des frais d'intérêts sur les obligations locatives liées aux nouveaux contrats ajoutés en 2020 par rapport à 2019. Cette augmentation a été en partie contrée par une diminution des intérêts sur la dette à long terme causée par un taux d'intérêt moyen pondéré moindre sur l'encours de la dette.

Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus était de 4,8 % pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 (5,2 % et 5,1 %, respectivement, en 2019).

Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
(Profit) perte de change latent	(140)	88	229	(560)
(Profit) perte de change réalisé	(19)	-	(61)	295
	(159)	88	168	(265)

Au troisième trimestre et pour les neuf premiers mois de 2020, des profits de change latents de 140 M\$ et des pertes de 229 M\$, respectivement, ont été comptabilisés principalement par suite de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Au 30 septembre 2020, le dollar canadien par rapport au dollar américain s'était apprécié en regard du taux au 30 juin 2020, ce qui a donné lieu à des profits latents, et s'était déprécié de 3 % par rapport au taux au 31 décembre 2019, ce qui a entraîné des pertes latentes.

Réévaluation du paiement éventuel

En ce qui concerne notre production tirée des 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, de la participation de 50 % que ConocoPhillips 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 46 M\$ au 30 septembre 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 et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, un profit au titre de la réévaluation hors trésorerie de 31 M\$ et de 97 M\$, respectivement, a été comptabilisé.

Le prix à terme moyen du WCS pour la durée résiduelle du paiement éventuel est de 37,41 \$ le baril. Le prix à terme trimestriel estimatif du WCS pour la durée résiduelle de l'entente est de l'ordre d'environ 36,50 \$ le baril à 39,20 \$ le baril.

Autres (produits) charges, montant net

Le gouvernement du Canada a instauré la SSUC dans le cadre du Plan d'intervention économique du Canada pour répondre à la COVID-19. Le programme, entré en vigueur le 15 mars 2020, se poursuivra jusqu'à l'été 2021. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, nous avons comptabilisé 9 M\$ et 40 M\$, respectivement, dans les autres produits relativement à la SSUC.

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 s'est chiffrée à 27 M\$ pour le trimestre clos le 30 septembre 2020 (24 M\$ en 2019) et à 104 M\$ depuis le début de l'exercice (81 M\$ en 2019).

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Charge d'impôt exigible				
Canada	(1)	10	(3)	22
États-Unis	-	(4)	1	1
Charge (produit) d'impôt exigible	(1)	6	(2)	23
Charge (produit) d'impôt différé	(177)	46	(656)	(790)
Total de la charge (du produit) d'impôt	(178)	52	(658)	(767)

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 et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, un produit d'impôt différé a été comptabilisé par suite de la dépréciation de l'UGT de Borger et des pertes de la période considérée qui feront l'objet d'un report prospectif, exclusion faite des profits et pertes de change latents sur la dette à long terme.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, le gouvernement de l'Alberta a adopté une réduction du taux d'imposition provincial des sociétés, qui passera de 12 % à 8 % sur quatre ans. Par conséquent, nous avons comptabilisé un produit d'impôt différé de 663 M\$. De plus, nous avons comptabilisé un produit d'impôt différé de 387 M\$ par suite d'une restructuration interne de nos activités aux États-Unis, ce qui avait donné lieu à une augmentation de la base fiscale de nos actifs de raffinage; une charge d'impôt exigible de 23 M\$ avait été comptabilisée au titre des activités de l'exercice courant, 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 51 M\$ de 2020 ont été axées surtout sur la technologie et l'infrastructure nécessaires pour moderniser notre milieu de travail, améliorer notre structure de coûts et réduire les coûts et les risques.

En 2020, nous prévoyons d'investir un maximum de 55 M\$. Nos prévisions datées du 1^{er} avril 2020 peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation	732	834	23	2 545
Activités d'investissement	(136)	(343)	(663)	(966)
Flux de trésorerie avant les activités de financement, montant net	596	491	(640)	1 579
Activités de financement	(322)	(100)	901	(1 888)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en devises	(22)	(18)	(43)	(35)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	252	373	218	(344)
			30 septembre 2020	31 décembre 2019
Trésorerie et équivalents de trésorerie			404	186
Dette			7 934	6 699

Au 30 septembre 2020, Cenovus respectait toutes les conditions de ses conventions d'emprunt.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont diminué en raison principalement de la baisse de la marge d'exploitation, en partie contrée par la hausse des autres produits découlant de la SSUC, et de la baisse de la charge d'impôt exigible, analysée à la rubrique « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion, ainsi que des 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 754 M\$ au 30 septembre 2020, par rapport à 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

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement étaient inférieures à celles de 2019 en raison principalement de la réduction des dépenses d'investissement.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Au troisième trimestre de 2020, nous avons employé le produit en trésorerie de l'émission de 1,0 G\$ US de billets non garantis de premier rang à 5,375 % échéant en 2025 et des fonds en caisse pour rembourser un prélèvement de 1,4 G\$ sur notre facilité de crédit engagée et une tranche de 159 M\$ de nos emprunts à court terme.

La dette totale, y compris les emprunts à court terme, au 30 septembre 2020 s'établissait à 7 934 M\$ (6 699 M\$ au 31 décembre 2019). Nous n'avons aucun remboursement en capital exigible sur la dette à long terme avant août 2022.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, nous avons :

- racheté pour 100 M\$ US de nos billets non garantis pour un montant en trésorerie de 81 M\$ US au premier trimestre;
- prélevé 1,4 G\$ sur notre facilité de crédit au deuxième trimestre;
- employé le produit de l'émission de 1,0 G\$ US de billets non garantis de premier rang à 5,375 % échéant en 2025 pour rembourser le prélèvement de 1,4 G\$ sur notre facilité de crédit engagée au troisième trimestre.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, nous avons remboursé 1,3 G\$ US de billets non garantis, pour une contrepartie de 1,2 G\$ US en trésorerie (1,6 G\$).

Dividendes

Le 2 avril 2020, nous avons annoncé la suspension temporaire de notre dividende en raison de la faiblesse des prix mondiaux du pétrole brut. Le maintien de cette suspension fait qu'aucun dividende n'a été versé au troisième trimestre de 2020 (0,05 \$ par action ordinaire, soit 60 M\$, en 2019). Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, la société a versé un dividende de 0,0625 \$ par action ordinaire, soit 77 M\$ (0,15 \$ par action ordinaire, soit 183 M\$, en 2019). La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres.

Sources de liquidités disponibles

Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 30 septembre 2020 :

(en millions de dollars)	Échéance	Montant disponible
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Sans objet	404
Facilités de crédit engagées		
Facilité de crédit renouvelable – tranche A	Novembre 2023	3 300
Facilité de crédit renouvelable – tranche B	Novembre 2022	1 200
Facilité de liquidités	Avril 2021	1 100
Facilités remboursables à vue non engagées		
Cenovus Energy Inc.	Sans objet	600
WRB Refining LP (quote-part revenant à Cenovus)	Sans objet	63

Dans le contexte de la conjoncture économique difficile actuelle, la société prévoit de financer ses besoins en trésorerie à court terme au moyen des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ainsi que 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 »). Le coût et la disponibilité des emprunts et l'accès à des sources de liquidités et à des capitaux sont tributaires des notations de crédit établies par des agences de notation indépendantes et des conditions du marché.

Facilités de crédit engagées

Nos facilités de crédit engagées totalisent 5,6 G\$. Nous disposons d'une facilité de crédit engagée renouvelable 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 cours du deuxième trimestre, nous avons conclu une nouvelle facilité de crédit engagée de 1,1 G\$, d'une durée de 364 jours renouvelable pour une année, si nous en faisons la demande et sur approbation des prêteurs; cette facilité nous permet d'affermir encore notre résilience financière dans la conjoncture actuelle. Au 30 septembre 2020, aucun montant n'avait été prélevé sur les facilités de crédit engagées.

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 30 septembre 2020, la société n'avait effectué aucun prélèvement (néant au 31 décembre 2019) sur ces facilités de crédit et émis des lettres de crédit totalisant 457 M\$ (364 M\$ au 31 décembre 2019).

WRB Refining LP dispose de facilités remboursables à vue non engagées de 300 M\$ US (quote-part de la société de 150 M\$ US) pouvant servir à combler ses besoins en fonds de roulement à court terme. Au 30 septembre 2020, WRB avait effectué un prélèvement de 205 M\$ US, ce qui représente une quote-part de 103 M\$ US (137 M\$) pour la société (néant au 31 décembre 2019).

Prospectus préalable de base

Cenovus dispose d'un prospectus préalable de base qui expire en octobre 2021. Au cours du troisième trimestre, nous avons mené à terme l'émission de 1,0 G\$ US de billets non garantis de premier rang à 5,375 % échéant en 2025 aux termes de notre prospectus préalable de base. Au 30 septembre 2020, des émissions de 4,0 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.

	30 septembre 2020	31 décembre 2019
Ratio dette nette/capitaux permanents ¹⁾ (%)	31	25
Ratio dette nette/BAIIA ajusté	8,4x	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 ses facilités 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 les conventions des facilités de crédit engagées.

Au 30 septembre 2020, le ratio dette nette/BAIIA ajusté de Cenovus s'établissait à 8,4x. Ce ratio a augmenté par rapport au 31 décembre 2019 en raison de la dépréciation du dollar canadien, de l'accroissement des emprunts de la société, comme il en est fait mention plus haut au paragraphe sur les flux de trésorerie liés aux activités de financement, et de la réduction de son BAIIA ajusté sur douze mois.

Aux termes de ses facilités de crédit engagées, Cenovus est tenue de conserver un ratio dette/capitaux permanents, tel qu'il est défini dans la convention, ne dépassant pas 65 %. Ce ratio se situait bien en deçà de ce plafond au 30 septembre 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 30 septembre 2020, environ 1 229 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (1 229 millions en 2019).

Se reporter à la note 26 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.

30 septembre 2020	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
Actions ordinaires ¹⁾	1 228 870	s. o.
Options sur actions	30 795	20 576
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	18 730	1 502

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

Décisions relatives aux dépenses d'investissement

Notre programme d'investissement de 2020 devrait se situer entre 750 M\$ et 850 M\$. Nous avons réduit nos dépenses d'investissement prévues par rapport à celles de 2019 pour assurer 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 et nous permettent de rester 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 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾	414	928	(194)	3 015
Total des dépenses d'investissement	148	294	599	859
Fonds provenant de l'exploitation disponibles ^{1), 2)}	266	634	(793)	2 156
Dividendes en numéraire	-	60	77	183
	266	574	(870)	1 973

1) *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 et à leur reprise.*

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 nous avons adapté nos plans visant les investissements discrétionnaires en 2020, notamment en interrompant temporairement le versement de notre dividende trimestriel en numéraire. Ces mesures devraient nous permettre de financer une portion de notre programme de dépenses d'investissement à l'aide 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 30 septembre 2020 et aux états financiers consolidés au 31 décembre 2019.

Au 30 septembre 2020, le total des engagements s'élevait à 23 G\$, dont une tranche de 22 G\$ se rapporte à divers engagements liés au transport et au stockage. Certains 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 30 septembre 2020, des lettres de crédit en cours totalisant 457 M\$ avaient été 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 30 septembre 2020, la juste valeur estimative du paiement éventuel s'établissait à 46 M\$. Au 30 septembre 2020, aucun montant n'était exigible en vertu de la convention. 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, des mesures de distanciation physique 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. Alors que les économies ont commencé leur redémarrage, le nombre de cas de COVID-19 a remonté à certains endroits et le risque que cela survienne ailleurs reste élevé. Ce risque crée une incertitude constante qui pourrait entraîner des restrictions sur les déplacements ou le retour des mesures imposées auparavant aux entreprises, ou des mesures encore plus strictes, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la demande de marchandises et leur prix, de même que sur nos activités, nos résultats d'exploitation et notre situation financière. 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. 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;
- les contraintes au chapitre du stockage du pétrole brut liées à la réduction ou à l'interruption de la production;
- 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 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 potentielle 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 aux trois premiers trimestres 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 et imposé 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'éclatement de la COVID-19 dans l'un de nos milieux de travail. Au début du mois, nous avons levé notre mesure imposant le télétravail à notre personnel et ouvert nos espaces de travail modifiés dans les bureaux de Calgary; des plans et des protocoles de sécurité au travail sont en place. L'augmentation du nombre d'employés sur les sites et dans les bureaux s'est faite et continuera de se faire conformément aux directives reçues des gouvernements provinciaux et fédéral ainsi que des autorités de santé publique.

Risque lié à l'offre excédentaire de pétrole brut

Il est impossible de savoir combien de temps la faiblesse des prix des marchandises durera. 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. Même si les pays membres de l'OPEP ont convenu de procéder à certaines réductions de production d'ici avril 2022 en raison de la réduction de la demande mondiale causée par la pandémie, rien ne garantit que ces pays et d'autres pays exportateurs de pétrole continueront de mettre en œuvre des actions concertées pour stabiliser les prix du pétrole. L'incertitude concernant les décisions futures de ces pays pourrait se traduire par une aggravation de la volatilité des prix des marchandises. Voir la rubrique « Prix des marchandises » ci-dessous.

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 27 et 28 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 30 septembre					
	2020			2019		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	137	(135)	2	(7)	9	2
Raffinage	2	(3)	(1)	(3)	-	(3)
Swaps de devises	-	3	3	-	-	-
Change	(1)	-	(1)	1	-	1
(Profit) perte lié à la gestion des risques	138	(135)	3	(9)	9	-
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(36)	33	(3)	2	(1)	1
(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt	102	(102)	-	(7)	8	1

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	2020			2019		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	228	8	236	38	151	189
Raffinage	(6)	(1)	(7)	(14)	1	(13)
Taux d'intérêt	-	-	-	1	7	8
Swaps de devises	-	-	-	-	-	-
Change	4	-	4	(1)	(2)	(3)
(Profit) perte lié à la gestion des risques	226	7	233	24	157	181
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(55)	(2)	(57)	(7)	(38)	(45)
(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt	171	5	176	17	119	136

Dans le cas des dérivés liés aux flux de trésorerie, nous avons réalisé une perte imputable à l'écart entre les prix de référence au règlement et les prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques. Pour ce qui est des dérivés liés à l'optimisation, la perte réalisée s'explique par la décision que nous avons prise de stocker nos volumes de pétrole brut et de condensats plutôt que de les vendre. Cenovus adapte ses projets de commercialisation et de transport, qui englobent des actifs de stockage et des pipelines servant à optimiser les gammes de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle, afin de créer des positions sur ses stocks. Au moment où nous prenons la décision de stocker nos volumes de pétrole brut et de condensats, il nous est possible de fixer les prix offerts pour les périodes à venir au cours desquelles nous prévoyons de vendre ces stocks; une marge plus élevée est ainsi réalisée au cours de ces périodes, car ces prix sont supérieurs aux prix à court terme. Les profits et les pertes liés à la gestion des risques compensent les fluctuations correspondantes des produits tirés de la vente du produit physique sous-jacent.

Nous avons par ailleurs comptabilisé des profits latents de 135 M\$ pour le trimestre clos le 30 septembre 2020 et des pertes latentes de 8 M\$ pour les neuf premiers mois de l'exercice sur les instruments financiers liés au pétrole brut, en raison principalement des variations des prix des marchandises par rapport aux prix à la clôture du trimestre précédent et de l'exercice précédent, respectivement, et de la réalisation des positions nettes.

Les transactions couvrent généralement plus d'une période pour que la stratégie d'optimisation puisse être réalisée, et elles génèrent des profits ou des pertes réalisés et latents liés à la gestion des risques.

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 pandémie de COVID-19 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 relative 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, notamment ceux des produits raffinés, et le recul des marges de craquage pour les raisons susmentionnées ont 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 d'en estimer la valeur 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 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.

- ***Charges 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. L'incertitude relative à la mesure est plus élevée à l'égard du résultat annuel total prévu comme du résultat prévu à cause de la faiblesse de la demande et de la fluctuation des prix des marchandises liées à la COVID-19.

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 de la période de neuf mois close le 30 septembre 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^{er} janvier 2020 ou après cette date. Aucune norme ou interprétation comptable, nouvelle ou modifiée, publiée pendant la période de neuf mois close le 30 septembre 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 30 septembre 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

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

Nous prévoyons que le reste de 2020 et la majeure partie de 2021 seront parsemés de difficultés pour le secteur et l'économie mondiale dans son ensemble à cause des répercussions de la COVID-19. Nous nous attendons à ce que la demande de pétrole brut et de produits raffinés et leurs prix continuent de se redresser à long terme, à mesure que les économies redémarrent et se remettent des effets négatifs de la pandémie. Toutefois, en raison de l'incertitude persistante entourant la COVID-19 et de l'ampleur de la recrudescence du nombre de cas de la maladie, nous prévoyons que la demande de pétrole brut et de produits raffinés sera volatile tout au long de 2020 et jusqu'en 2021, la relance étant tributaire du succès de la reprise des activités économiques. Nous continuons de penser que l'augmentation de la demande de produits raffinés, en particulier les carburants à moteur, sera l'une des premières indications de la reprise après la pandémie de COVID-19. Notre plus grande priorité demeure le maintien de la vigueur de notre bilan. Nous disposons de liquidités abondantes, d'actifs de catégorie supérieure que nous pouvons gérer efficacement pour réagir aux signaux de prix 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. Tous ces atouts devraient nous permettre de continuer à nous adapter au nouveau contexte.

Nous continuons de surveiller la dynamique d'ensemble du marché devant la COVID-19 pour déterminer de quelle façon gérer les niveaux de production de notre secteur Sables bitumineux. Nous pouvons utiliser nos actifs pour réagir aux signaux du marché et augmenter la production au-delà de la limite imposée par le gouvernement en fonction de la disponibilité des crédits liés aux réductions de production. Nous pourrions remettre graduellement en service notre programme de transport ferroviaire de pétrole brut, qui a été suspendu, et ainsi profiter de la mesure d'allègement offerte par le programme d'allocation de production spéciale ou acheter des crédits auprès de tiers. Nos décisions concernant nos niveaux de production viseront à maximiser la valeur que nous tirons de nos produits. Nous estimons que notre production annuelle tirée des sables bitumineux s'établira en moyenne entre 350 000 et 400 000 barils par jour en 2020.

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.

En raison des difficultés que doivent surmonter notre secteur et l'économie mondiale, nous ne pouvons déterminer avec certitude si nous serons en mesure de dégager des fonds provenant de l'exploitation disponibles totalisant 11 G\$ d'ici 2024, comme l'indiquait le communiqué de presse du 2 octobre 2019 relatif à notre plan d'affaires quinquennal. Nous continuons d'évaluer la situation, qui pourrait changer à cause d'événements à venir.

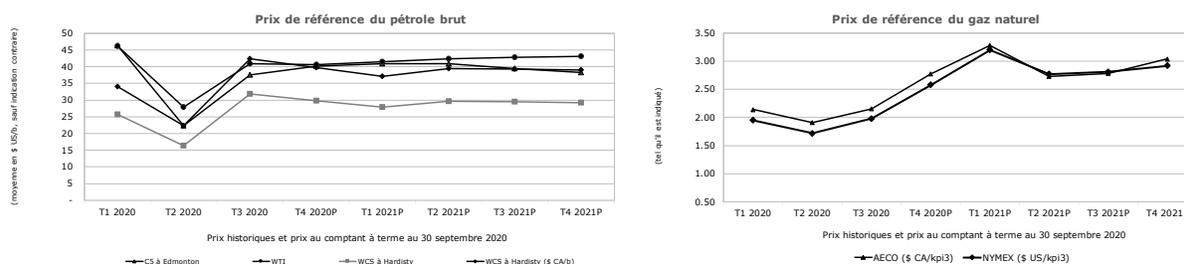
Prix des marchandises sous-tendant les résultats financiers

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 et de la demande 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.

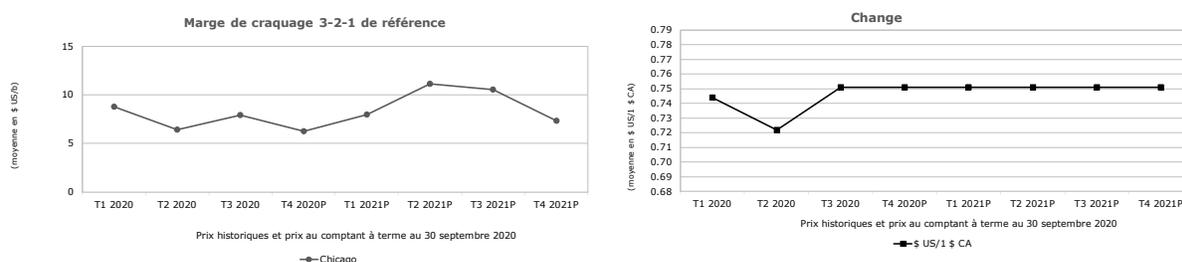
- La volatilité des prix du pétrole brut devrait se poursuivre en raison de l'effondrement de la demande de brut causé par la COVID-19 ainsi que de la vitesse et du déroulement de la reprise.
- L'ampleur des réductions de production de pétrole brut que les membres de l'OPEP+ (dont la Russie) continuent de maintenir.
- Selon la société, l'écart WTI-WCS en Alberta restera en grande partie relié à l'ampleur des réductions de l'offre qui seront maintenues, 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.
- Nous croyons qu'en 2020, les marges de craquage resteront faibles par rapport aux années passées en raison de la baisse considérable de la demande de produits raffinés causée par la COVID-19. Les marges de craquage des raffineries devraient continuer 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 ont été problématiques à cause de la baisse de la demande liée à la COVID-19, mais la courbe à terme indique que le marché prévoit que les prix AECO remonteront en 2021. La demande saisonnière devrait soutenir les prix au quatrième trimestre de 2020. Les reculs de la production autant pour le gaz associé que le gaz sec, ainsi que le rétablissement de la demande aux États-Unis et la reprise des exportations de gaz naturel liquéfié, devraient permettre aux données fondamentales du gaz en Amérique du Nord de s'améliorer encore en 2021 et faire en sorte que les prix soient plus solides qu'en 2020 sur une base annuelle.

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 en 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 utilisons nos engagements fermes en matière de service à titre de capacité de transport et 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 en fonction des contraintes limitant la capacité de transport pipelinier, des réductions de production volontaires et obligatoires 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 de faiblesse 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 rester concentrés sur notre rigueur en matière de dépenses d’investissement, l’amélioration de notre accès aux marchés et le maintien de 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 d’ici la fin de 2020 et en 2021.

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^{er} 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. 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 30 septembre 2020, l’encours de la dette nette se situait à 7,5 G\$. Nous prévoyons de financer nos besoins en trésorerie à court terme au moyen des entrées de trésorerie liées aux activités d’exploitation et 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. 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 6,6 G\$. De plus, WRB dispose d’un montant disponible sur ses facilités remboursables à vue, dont la quote-part de Cenovus s’élève à environ 63 M\$.

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.

Rendement pour les actionnaires

Cenovus a établi sa capacité à verser un dividende durable à même les fonds provenant de l’exploitation disponibles sur la base d’un prix du WTI de 45,00 \$ US le baril et de la vigueur de son bilan. En raison des prévisions relatives aux prix des marchandises et des conditions de l’économie, du marché et des affaires dans le secteur pétrogazier, nous maintenons la suspension temporaire du 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. Nous avons interrompu temporairement notre programme de transport ferroviaire de pétrole brut, mais nous prévoyons de le remettre en service lorsque les fondamentaux des prix sous-jacents soutiendront sa poursuite.

Domination du marché par les coûts

Le 1^{er} avril 2020, nous avons mis à jour nos prévisions. Nous avons réduit les dépenses d'investissement prévues pour 2020 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 d'investissement initial de 2020 présenté en 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^{er} 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 kpi³ pour un baril. Les quantités exprimées en bep peuvent être trompeuses, surtout si elles sont employées isolément. Le facteur de conversion de 1 baril pour 6 kpi³ se fonde sur une méthode de conversion de l'énergie qui s'applique avant tout au bec du brûleur et ne correspond pas nécessairement à l'équivalence à la tête de puits. Comme le ratio de valeur fondé sur le prix actuel du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement du facteur de conversion de l'énergie de 6:1, l'utilisation d'une conversion fondée sur un facteur de 6:1 ne donne pas une image fidèle de la valeur réellement obtenue.

Information prospective

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

L'information prospective dans le présent document se reconnaît à des termes comme « viser », « prévoir », « croire », « pouvoir », « estimer », « déterminé à », « s'engager à », « s'assurer de », « planifier », « projeter », « favoriser », « réévaluer », « continuer », « améliorer », « maintenir », « avenir », « objectif », « futur », « prévision », « cibler », « positionnement », « capacité », « accent », « perspective », « indication », « éventuel », « priorité », « 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; l'obtention prévue des approbations requises des organismes de réglementation, du tribunal et des actionnaires à l'égard de la transaction avec Husky et la satisfaction des autres conditions de clôture usuelles; notre objectif de maximiser la valeur pour les actionnaires en réduisant notre structure de coûts et de réaliser les meilleures marges bénéficiaires; le maintien des liquidités et la préservation d'un bilan vigoureux au moyen de la réduction des dépenses, tout en assurant la sécurité et la fiabilité de nos activités; la priorité à long terme 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 »); le maintien d'une solide situation financière qui permettra à Cenovus de faire face à la volatilité des prix des marchandises; 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 de l'atteinte et du maintien d'un niveau d'endettement optimal tout en ciblant une excellente notation de crédit; la concentration de notre approche en matière d'investissement sur les secteurs où, à notre avis, nous disposons du meilleur avantage concurrentiel; notre 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, ainsi que les activités de transport et de raffinage, et en misant aussi sur notre personnel; l'amélioration, grâce à la réduction de nos dépenses d'investissement, coûts d'exploitation et frais généraux et frais d'administration en 2020, de notre résilience financière et de notre capacité financière pour maintenir nos activités de base, assurer le déroulement sûr et fiable de notre exploitation et poursuivre la rationalisation de notre structure de coûts dans le contexte d'une conjoncture jamais vue auparavant; le maintien de liquidités suffisantes et de la latitude requise pour maintenir les activités tout au long d'une période de repli prolongé des marchés; la volatilité prévue de la demande et des prix du brut tout au long de 2020 et jusqu'en 2021 en raison de l'incertitude persistante entourant la COVID-19, le rétablissement de la demande du pétrole brut et des produits raffinés étant tributaire du succès de la reprise des activités économiques et de l'équilibre global entre l'offre

et la demande; 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; le fait que l'augmentation du nombre d'employés sur les sites et dans les bureaux continuera de se faire conformément aux directives reçues des gouvernements provinciaux et fédéral ainsi que des autorités de santé publique; 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; la remise en service prévue de notre programme de transport ferroviaire de pétrole brut lorsque les fondamentaux des prix sous-jacents soutiendront sa poursuite; la possibilité de remettre graduellement en service notre programme de transport ferroviaire de pétrole brut et de profiter ainsi du programme d'allocation de production spéciale ou d'acheter des crédits auprès de tiers pour atteindre une production supérieure à la limite imposée; la réduction des coûts de transport faisant suite à l'interruption temporaire de ce même programme; l'atteinte d'une plus vaste clientèle; 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, y compris les décisions concernant les nouveaux projets et les nouvelles phases; 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 et de stockage, 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'orientation générale des prix du pétrole brut léger dépendra principalement de la réaction de l'offre et de la demande 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 prévision que l'écart WTI-WCS en Alberta restera en grande partie relié à la durabilité des réductions de l'offre, 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 qu'en 2020, les marges de craquage resteront faibles par rapport aux années passées en raison de la baisse considérable de la demande de produits raffinés causée par la COVID-19; la prévision que nos dépenses d'investissement et nos besoins en trésorerie à court terme seront financés au moyen des rentrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation et 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; les énoncés à propos de notre niveau d'endettement pendant que nous traverserons la période de faiblesse des prix des marchandises; les réserves prévues; la concentration de la société sur ses stratégies à moyen terme visant l'accès à de nouveaux marchés pour sa production de pétrole brut; le fait que 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; 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 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 nos 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; 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 serait normale; la satisfaction des conditions de clôture de la transaction avec Husky à temps et la réalisation de l'arrangement selon les modalités prévues; 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; le fait que

les fondamentaux des prix sous-jacents soutiendront de nouveau la poursuite de notre programme de transport ferroviaire de pétrole brut; le fait que l'interruption de notre programme de transport ferroviaire de pétrole brut abaissera les frais de transport; 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 ou de stockage 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 d'amoinrir l'écart 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, 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 reculs de la production autant pour le gaz associé que le gaz sec, ainsi que le rétablissement de la demande aux États-Unis et la reprise des exportations de gaz naturel liquéfié, qui devraient permettre aux données fondamentales du gaz en Amérique du Nord de s'améliorer encore en 2021 et faire en sorte que les prix soient plus solides qu'en 2020 sur une base annuelle; 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 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 relatives aux prix des marchandises; la durée du ralentissement économique; la recrudescence du nombre de cas de COVID-19, qui s'est produite à certains endroits, et le risque que cela survienne ailleurs, qui reste élevé et crée une incertitude persistante qui pourrait faire en sorte que des restrictions visant à contenir le virus soient de nouveau imposées ou que des mesures plus strictes le soient, notamment des restrictions au déplacement et aux activités des entreprises; la mesure dans laquelle la COVID-19 influe sur l'économie mondiale et nuit aux prix des marchandises; l'ampleur des répercussions de la COVID-19 et des fluctuations des prix des marchandises qui en découlent sur nos activités, nos résultats d'exploitation et notre situation financière, ces facteurs étant dépendants 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 la vitesse à laquelle les activités économiques reviendront à la normale; l'efficacité de nos nouvelles politiques de gestion de la COVID-19 et du retour de notre personnel dans nos milieux de travail; 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, à l'éventuel démarrage du programme de remplacement de la canalisation 3

Les indications pour 2020, mises à jour le 1^{er} 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 \$/kpi³; 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 : la capacité de Cenovus et de Husky de recevoir, à temps, les approbations requises des organismes de réglementation, du tribunal, des actionnaires, des autorités boursières et de tiers; la capacité de Cenovus et de Husky de satisfaire, à temps, les autres conditions de clôture de la transaction avec Husky; le risque d'intrusion; la capacité de réaliser la transaction selon les modalités envisagées dans la convention d'arrangement entre Cenovus et Husky et d'autres conventions, y compris les accords de soutien, ou l'incapacité de le faire; 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 relatives aux prix des marchandises; la durée du ralentissement économique; la recrudescence du nombre de cas de COVID-19, qui s'est produite à certains endroits, et le risque que cela survienne ailleurs, qui reste élevé et crée une incertitude persistante qui pourrait faire en sorte que des restrictions visant à contenir le virus soient de nouveau imposées ou que des mesures plus strictes le soient, notamment des restrictions au déplacement et aux activités des entreprises; la mesure dans laquelle la COVID-19 influe sur l'économie mondiale et nuit aux prix des marchandises; l'ampleur des répercussions de la COVID-19 et des fluctuations des prix des marchandises qui en découlent sur nos activités, nos résultats d'exploitation et notre situation financière, ces facteurs étant dépendants 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 la vitesse à laquelle les activités économiques reviendront à la normale; l'efficacité de nos nouvelles politiques de gestion de la COVID-19 et du retour de notre personnel dans nos milieux de travail; 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, 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 à abaisser les frais de transport grâce à l'interruption temporaire de notre programme de 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 ou de stockage 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; l'efficacité de notre programme de gestion des risques, y compris l'effet des instruments financiers dérivés; l'efficacité de nos stratégies de couverture et la suffisance des liquidités; l'exactitude des estimations de coûts concernant les prix des marchandises, les cours du change et les taux d'intérêt; le manque 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 utilisées 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, au maintien 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 à la capacité du réseau de pipelines ou de stockage; 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 ³	millier de pieds cubes
kb/j	millier de barils par jour	Mpi ³	million de pieds cubes
Mb	million de barils	Gpi ³	milliard de pieds cubes
bep	baril d'équivalent de pétrole	MBtu	million d'unités thermales britanniques
Mbep	million de barils d'équivalent de pétrole	GJ	gigajoule
WTI	West Texas Intermediate	AECO	Alberta Energy Company
WCS	West Canadian Select	NYMEX	New York Mercantile Exchange
CDB	Christina Dilbit Blend		
MSW	Mélange non corrosif mixte (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

Trimestres clos le 30 septembre 2020 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ¹⁾	Hydrocarbures classiques ¹⁾²⁾	Total – actifs en amont	Condensats	Stocks	Consommation interne ³⁾	Autres	Total – actifs en amont
Chiffre d'affaires brut	2 195	156	2 351	(747)	-	(70)	(12)	1 522
Redevances	129	24	153	-	-	-	-	153
Transport et fluidification	1 015	21	1 036	(747)	6	-	-	295
Charges d'exploitation	276	81	357	-	-	(70)	(7)	280
Réduction de (reprise sur la réduction de) valeur des stocks	-	-	-	-	-	-	-	-
Prix nets opérationnels	775	30	805	-	(6)	-	(5)	794
(Profit) perte lié à la gestion des risques	137	-	137	-	-	-	-	137
Marge d'exploitation	638	30	668	-	(6)	-	(5)	657

Trimestres clos le 30 septembre 2019 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ¹⁾	Hydrocarbures classiques ¹⁾²⁾	Total – actifs en amont	Condensats	Stocks	Consommation interne ³⁾	Autres	Total – actifs en amont
Chiffre d'affaires brut	2 722	131	2 853	(924)	-	(27)	(14)	1 888
Redevances	336	(4)	332	-	-	-	-	332
Transport et fluidification	1 249	20	1 269	(924)	-	-	-	345
Charges d'exploitation	227	77	304	-	-	(27)	(8)	269
Prix nets opérationnels	910	37	947	-	-	-	(6)	941
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(7)	-	(7)	-	-	-	-	(7)
Marge d'exploitation	917	37	954	-	-	-	(6)	948

Période de neuf mois close le 30 septembre 2020 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ¹⁾	Hydrocarbures classiques ¹⁾²⁾	Total – actifs en amont	Condensats	Stocks	Consommation interne ³⁾	Autres	Total – actifs en amont
Chiffre d'affaires brut	5 287	451	5 738	(2 599)	-	(203)	(41)	2 895
Redevances	193	28	221	-	6	-	-	227
Transport et fluidification	3 268	63	3 331	(2 599)	285	-	-	1 017
Charges d'exploitation	785	246	1 031	-	25	(203)	(23)	830
Réduction de (reprise sur la réduction de) valeur des stocks	316	-	316	-	(316)	-	-	-
Prix nets opérationnels	725	114	839	-	-	-	(18)	821
(Profit) perte lié à la gestion des risques	228	-	228	-	-	-	-	228
Marge d'exploitation	497	114	611	-	-	-	(18)	593

Période de neuf mois close le 30 septembre 2019 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ¹⁾	Hydrocarbures classiques ¹⁾²⁾	Total – actifs en amont	Condensats	Stocks	Consommation interne ³⁾	Autres	Total – actifs en amont
Chiffre d'affaires brut	8 179	501	8 680	(2 961)	-	(140)	(51)	5 528
Redevances	827	20	847	-	-	-	-	847
Transport et fluidification	3 736	62	3 798	(2 961)	-	-	-	837
Charges d'exploitation	771	257	1 028	-	-	(140)	(27)	861
Prix nets opérationnels	2 845	161	3 006	-	-	-	(24)	2 982
(Profit) perte lié à la gestion des risques	38	-	38	-	-	-	-	38
Marge d'exploitation	2 807	161	2 968	-	-	-	(24)	2 944

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 30 septembre 2020 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	605	842	1 447	-	747	-	1	2 195
Redevances	36	93	129	-	-	-	-	129
Transport et fluidification	125	149	274	-	747	(6)	-	1 015
Charges d'exploitation	131	143	274	-	-	-	2	276
Réduction de (reprise sur la réduction de) valeur des stocks	-	-	-	-	-	-	-	-
Prix nets opérationnels	313	457	770	-	-	6	(1)	775
(Profit) perte lié à la gestion des risques	54	83	137	-	-	-	-	137
Marge d'exploitation	259	374	633	-	-	6	(1)	638

Trimestre clos le 30 septembre 2019 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	879	917	1 796	-	924	-	2	2 722
Redevances	147	189	336	-	-	-	-	336
Transport et fluidification	196	129	325	-	924	-	-	1 249
Charges d'exploitation	119	106	225	-	-	-	2	227
Prix nets opérationnels	417	493	910	-	-	-	-	910
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(3)	(4)	(7)	-	-	-	-	(7)
Marge d'exploitation	420	497	917	-	-	-	-	917

Période de neuf mois close le 30 septembre 2020 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	1 244	1 438	2 682	-	2 599	-	6	5 287
Redevances	67	132	199	-	-	(6)	-	193
Transport et fluidification	523	431	954	-	2 599	(285)	-	3 268
Charges d'exploitation	404	399	803	-	-	(25)	7	785
Réduction de (reprise sur la réduction de) valeur des stocks	-	-	-	-	-	316	-	316
Prix nets opérationnels	250	476	726	-	-	-	(1)	725
(Profit) perte lié à la gestion des risques	96	132	228	-	-	-	-	228
Marge d'exploitation	154	344	498	-	-	-	(1)	497

Période de neuf mois close le 30 septembre 2019 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	2 564	2 645	5 209	-	2 961	-	9	8 179
Redevances	356	471	827	-	-	-	-	827
Transport et fluidification	467	308	775	-	2 961	-	-	3 736
Charges d'exploitation	394	369	763	-	-	-	8	771
Prix nets opérationnels	1 347	1 497	2 844	-	-	-	1	2 845
(Profit) perte lié à la gestion des risques	15	23	38	-	-	-	-	38
Marge d'exploitation	1 332	1 474	2 806	-	-	-	1	2 807

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

Hydrocarbures classiques¹⁾

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ²⁾
	Total	Ajustements Autres ³⁾	Total – Hydrocarbures classiques
Trimestre clos le 30 septembre 2020 (en millions de dollars)			
Chiffre d'affaires brut	145	11	156
Redevances	24	-	24
Transport et fluidification	21	-	21
Charges d'exploitation	76	5	81
Prix nets opérationnels	24	6	30
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	-	-
Marge d'exploitation	24	6	30

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ²⁾
	Total	Ajustements Autres ³⁾	Total – Hydrocarbures classiques
Trimestre clos le 30 septembre 2019 (en millions de dollars)			
Chiffre d'affaires brut	119	12	131
Redevances	(4)	-	(4)
Transport et fluidification	20	-	20
Charges d'exploitation	71	6	77
Taxes à la production et impôts miniers	1	-	1
Prix nets opérationnels	31	6	37
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	-	-
Marge d'exploitation	31	6	37

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ²⁾
	Total	Ajustements Autres ³⁾	Total – Hydrocarbures classiques
Période de neuf mois close le 30 septembre 2020 (en millions de dollars)			
Chiffre d'affaires brut	416	35	451
Redevances	28	-	28
Transport et fluidification	63	-	63
Charges d'exploitation	230	16	246
Prix nets opérationnels	95	19	114
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	-	-
Marge d'exploitation	95	19	114

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ²⁾
	Total	Ajustements Autres ³⁾	Total – Hydrocarbures classiques
Période de neuf mois close le 30 septembre 2019 (en millions de dollars)			
Chiffre d'affaires brut	459	42	501
Redevances	20	-	20
Transport et fluidification	62	-	62
Charges d'exploitation	238	19	257
Taxes à la production et impôts miniers	1	-	1
Prix nets opérationnels	138	23	161
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	-	-
Marge d'exploitation	138	23	161

- 1) Ce secteur était auparavant le secteur Deep Basin.
2) Figurant à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.
3) Représentent la marge d'exploitation des installations de traitement.

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

Volumes de vente

(en barils par jour, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Sables bitumineux				
Foster Creek	158 280	162 199	166 180	159 108
Christina Lake	238 140	192 929	222 012	182 680
Total – Sables bitumineux (b/j)	396 420	355 128	388 192	341 788
Hydrocarbures classiques¹⁾				
Total – Liquides	25 702	26 104	27 352	26 835
Gaz naturel (Mpi³/j)	360	407	382	432
Total – Hydrocarbures classiques (bep/j)	85 713	93 901	91 062	98 807
Ventes avant la consommation interne	482 133	449 029	479 254	440 595
Déduire : Consommation interne²⁾ (Mpi³/j)	(321)	(304)	(333)	(314)
Total des ventes²⁾ (bep/j)	428 659	398 304	423 677	388 237

1) Ce secteur était auparavant le secteur Deep Basin.

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