



RAPPORT DE GESTION
POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2020

APERÇU DE CENOVUS	1
FAIBLESSE DES PRIX DU PÉTROLE ET NOUVEAU CORONAVIRUS (« COVID-19 »)	2
REVUE DE L'EXERCICE	3
RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS	5
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	10
SECTEURS À PRÉSENTER	12
SABLES BITUMINEUX	13
HYDROCARBURES CLASSIQUES	18
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	20
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	22
ACTIVITÉS ABANDONNÉES	25
RÉSULTATS TRIMESTRIELS	26
RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ	28
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	29
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE	34
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	62
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE	65
DÉVELOPPEMENT DURABLE	66
PERSPECTIVES	66
MISE EN GARDE	71
ABRÉVIATIONS	76
DÉFINITIONS	76
RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS	77

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus », « nous » ou la « société », c'est-à-dire Cenovus Energy Inc., ses filiales et les participations qu'elle ou que ses filiales détiennent) au 31 décembre 2020, dont sont exclues, à moins de mention expresse ou si le contexte l'exige autrement, Husky Energy Inc. (« Husky »), ses filiales et les participations détenues par Husky et ses filiales, daté du 8 février 2021, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2020 et les notes annexes (les « états financiers consolidés »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 8 février 2021, sauf indication contraire. Le présent rapport de gestion contient de l'information prospective concernant nos prévisions, estimations, projections et hypothèses actuelles. Pour se renseigner sur les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon significative de cette information prospective ainsi que sur les principales hypothèses sous-jacentes à celle-ci, lire la rubrique « Mise en garde ». La direction de Cenovus (la « direction ») a préparé ce rapport de gestion. Le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») a examiné le rapport de gestion et en a recommandé l'approbation au conseil; le conseil l'a approuvé le 8 février 2021. 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.

Le 1^{er} janvier 2021, aux termes d'un plan d'arrangement conclu conformément à la loi albertaine intitulée Business Corporations Act, Husky est devenue une filiale entièrement détenue de Cenovus. Par suite de son acquisition de Husky, et en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables, Cenovus déposera une déclaration d'acquisition d'entreprise contenant les états financiers pro forma de la société combinée au 31 décembre 2020. Des renseignements supplémentaires sur les activités et les actifs de Husky au 31 décembre 2020 figurent dans la notice annuelle de Husky, datée du 8 février 2021, pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (la « notice annuelle de Husky ») ainsi que dans le rapport de gestion de Husky pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (le « rapport de gestion de Husky »). Ces deux documents ont été déposés sur SEDAR et peuvent être consultés sous le profil de Husky, à l'adresse sedar.com.

Mode de présentation

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

Mesures hors PCGR et autres totaux partiels

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

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

APERÇU DE CENOVUS

Nous sommes 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. Au 31 décembre 2020, avant la clôture de la transaction avec Husky conclue le 1^{er} janvier 2021 et décrite ci-après, nos 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. En 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. Nos raffineries ont traité en moyenne 372 000 barils bruts par jour de pétrole brut en 2020 pour produire en moyenne 385 000 barils bruts par jour de produits raffinés.

Pour une description de nos activités en 2020, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

Arrangement conclu entre Cenovus et Husky

Le 24 octobre 2020, Cenovus et Husky ont conclu une convention définitive concernant le regroupement des deux entreprises dans le cadre d'une transaction réglée uniquement en actions visant la création d'une société énergétique intégrée et résiliente installée au Canada. La transaction a été réalisée dans le cadre d'un plan d'arrangement (l'« arrangement ») en vertu duquel Cenovus a acquis la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de Husky en échange d'actions ordinaires et de bons de souscription d'actions ordinaires de Cenovus. De plus, la totalité des actions privilégiées émises et en circulation de Husky ont été échangées contre des actions privilégiées de Cenovus selon des modalités essentiellement identiques. L'arrangement a été clôturé le 1^{er} janvier 2021. Nous poursuivons notre exploitation sous la dénomination de Cenovus, nos titres continuent d'être négociés sous cette dénomination et notre siège social demeure à Calgary, en Alberta.

Cet arrangement a donné lieu au regroupement d'actifs de sables bitumineux et de pétrole lourd de grande qualité et d'une vaste infrastructure de commercialisation, d'approvisionnement et de logistique, ainsi que d'une infrastructure en aval, qui permettra d'optimiser les marges réalisées sur la chaîne de valeur du pétrole lourd. Grâce à la combinaison de la capacité de traitement et de l'accès à des marchés à l'extérieur de l'Alberta pour la plus grande partie de la production de pétrole lourd et de celle tirée des sables bitumineux de la société, nous avons réduit notre exposition aux écarts de prix du pétrole lourd de l'Alberta tout en conservant notre exposition aux prix mondiaux des marchandises. La société combinée dispose d'un portefeuille d'actifs possédant un avantage en matière de coûts et de marché, qui vise en priorité les fonds provenant de l'exploitation disponibles, la vigueur du bilan et le rendement pour les actionnaires.

La société combinée est le troisième producteur canadien de pétrole et de gaz naturel en importance et la deuxième entreprise canadienne de raffinage et de valorisation menant des activités au Canada, aux États-Unis et dans la région de l'Asie-Pacifique, par sa taille. Nos activités comprennent des projets de sables bitumineux dans le nord de l'Alberta, des projets de gaz naturel et de pétrole brut classique et produit par méthode thermique dans l'Ouest canadien, la production de pétrole brut au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador et la production de gaz naturel et de liquides au large des côtes chinoises et indonésiennes. Nos activités en aval comprennent la valorisation, le raffinage et la commercialisation au Canada et aux États-Unis.

La direction a entrepris la définition des secteurs opérationnels et des secteurs à présenter de la société. La société devrait mener ses activités principalement au sein d'un secteur en amont et d'un secteur en aval. La direction continue d'évaluer la façon de présenter les segments et prendra une décision définitive au premier trimestre de 2021.

Les activités en amont devraient être présentées comme suit :

- **Sables bitumineux**, qui se consacre aux activités de mise en valeur et de production de pétrole lourd et de bitume dans le nord-est de l'Alberta et la Saskatchewan. Les actifs de sables bitumineux de Cenovus comprennent les projets de Foster Creek, Christina Lake, Sunrise et Tucker, ainsi que les actifs de production par méthode thermique, de production à froid et de récupération assistée de Lloydminster.
- **Hydrocarbures classiques**, qui comprend les activités de production de pétrole classique et de gaz naturel, y compris les activités de traitement du Deep Basin et d'autres régions de l'Ouest canadien.
- **Production extracôtière**, qui comprend les activités d'exploitation, de prospection et de mise en valeur en mer dans les régions de l'Asie-Pacifique et du Canada atlantique.

Les activités en aval devraient être réparties entre les secteurs suivants :

- **Fabrication au Canada**, qui comprend l'usine de valorisation et de raffinage d'asphalte que Cenovus détient et exploite à Lloydminster, le terminal de transport ferroviaire de pétrole brut détenu et exploité par Cenovus et deux usines d'éthanol.
- **Vente**, qui comprend les canaux canadiens de vente au détail, de vente commerciale et de vente en gros.
- **Fabrication aux États-Unis**, qui comprend les activités américaines des raffineries entièrement détenues situées à Lima et à Superior, les raffineries de Wood River et de Borger détenues conjointement avec l'exploitant Phillips 66 et la raffinerie de Toledo détenue conjointement avec BP Products North America Inc. à titre d'exploitant.

Notre stratégie

Notre stratégie 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 portefeuille diversifié et intégré nous aidera à générer des flux de trésorerie stables tout au long des cycles de prix, tout en assurant la sécurité et la fiabilité de nos activités. Nous demeurons axés sur la croissance durable du rendement pour les actionnaires et la réduction de la dette nette. Notre portefeuille diversifié de projets et d'autres occasions pour l'ensemble de notre entreprise devraient nous permettre de tirer parti de plus grandes économies d'échelle et de mieux soutenir la concurrence dans le secteur énergétique, qui fait l'objet de nombreux regroupements. 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 recourir à notre méthode de répartition des capitaux pour mesurer l'approche disciplinée en matière d'investissements que nous préconisons à l'égard de notre portefeuille à l'aune des versements de dividendes, des rachats d'actions et de la gestion d'un niveau d'endettement optimal tout en conservant une excellente notation de crédit. Notre approche en matière d'investissement se concentrera sur les secteurs où, à notre avis, nous disposons du meilleur avantage concurrentiel pour dégager les rendements les plus élevés et intégrer les facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (« ESG ») à notre plan d'affaires.

Le 28 janvier 2021, nous avons rendu public le budget 2021 de la société combinée, qui est axé sur les investissements de maintien et la génération de fonds provenant de l'exploitation disponibles qui renforceront notre bilan, et ce, encore plus rapidement grâce aux synergies découlant de la transaction pour l'ensemble de l'organisation. Nos prévisions pour 2021, datées du 28 janvier 2021, peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

Des renseignements supplémentaires sur l'arrangement peuvent être obtenus dans nos communiqués de presse du 25 octobre 2020 et du 4 janvier 2021 se trouvant sur SEDAR, à l'adresse sedar.com, sur EDGAR, à l'adresse sec.gov, et sur notre site Web, à l'adresse cenovus.com, ainsi que dans la circulaire d'information de la direction publiée conjointement avec Husky et datée du 9 novembre 2020 se trouvant sur SEDAR et EDGAR et dans les déclarations de changement important datées du 3 novembre 2020 et du 11 janvier 2021 se trouvant sur SEDAR et EDGAR. L'information figurant dans le présent rapport de gestion, en ce qui a trait à nos activités pour 2020, ne reflète pas la clôture de l'arrangement, sauf indication contraire.

FAIBLESSE DES PRIX DU PÉTROLE ET NOUVEAU CORONAVIRUS (« COVID-19 »)

L'année 2020 a été difficile à cause de la chute de la demande de pétrole brut liée à la COVID-19, qui a poussé à la baisse les prix mondiaux du pétrole brut.

Au cours du premier semestre de l'exercice, 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.

Au vu de cette conjoncture sans précédent, nous avons réduit nos dépenses d'investissement, charges d'exploitation et frais généraux et frais d'administration prévus. Nous sommes restés concentrés sur l'amélioration de notre résilience financière qui nous procurera la capacité financière nécessaire pour maintenir nos activités de base et assurer le déroulement sûr et fiable de notre exploitation.

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 repris, ce qui a favorisé une remontée des prix du pétrole brut.

Au cours du deuxième semestre de 2020, les prix du pétrole brut se sont améliorés par rapport aux creux du premier semestre de l'exercice. 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 volatilité des prix du pétrole brut s'est poursuivie au quatrième trimestre, sous l'effet de l'annonce de la découverte de vaccins contre la COVID-19, de la poursuite des restrictions imposées à la production par l'OPEP et l'OPEP+ et des mesures prises par les gouvernements pour faire face à la recrudescence des cas de COVID-19.

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. Depuis la clôture de l'arrangement, le 1^{er} janvier 2021, Cenovus dispose de facilités de crédit engagées de 8,5 G\$, dont une tranche de 2,0 G\$ arrive à échéance en juin 2022, une tranche de 1,2 G\$ arrive à échéance en novembre 2022, une autre de 3,3 G\$ arrive à échéance en novembre 2023 et le solde de 2,0 G\$ arrive à échéance en mars 2024. 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 régissant les facilités de crédit, ne dépassant pas 65 %. Au 31 décembre 2020, le ratio de la société était nettement en deçà de cette limite et nous prévoyons de continuer de respecter toutes les clauses restrictives aux termes des facilités de crédit.

Les gouvernements provinciaux et fédéral ont reconnu les graves répercussions économiques de la COVID-19 et ont mis en place divers programmes, comme le programme de Subvention salariale d'urgence du Canada (« SSUC »). Au cours de l'exercice, 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 atténuer le risque de propagation de la COVID-19 dans nos espaces de travail. Nous continuons de surveiller l'évolution de la pandémie pour y réagir en temps voulu. En octobre, nous avons levé notre mesure imposant le télétravail à notre personnel, en vigueur depuis mars, et ouvert nos espaces de travail modifiés dans les bureaux de Calgary; des plans et des protocoles de sécurité au travail sont en place. Toutefois, en raison d'une hausse du nombre de cas de COVID-19 en novembre, nous avons dû revenir en arrière, le personnel des bureaux étant de nouveau tenu de travailler à la maison. Des mesures de télétravail obligatoire sont maintenant en place pour tout le personnel non essentiel de nos bureaux et lieux de travail combinés en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba jusqu'à la fin de mars 2021, sous réserve d'un nouvel examen de la situation. Nos bureaux des États-Unis et du Canada atlantique continueront de suivre les directives des autorités sanitaires locales en matière de lutte contre la COVID-19 en milieu de travail. Le nombre d'employés sur les lieux de travail et dans les bureaux a toujours respecté, et continuera de le faire, les directives reçues des gouvernements provinciaux, des États et fédéraux ainsi que des autorités locales et de santé publique.

REVUE DE L'EXERCICE

En 2020, les variables d'exploitation sur lesquelles la direction exerce un contrôle ont été positives. Nous nous sommes concentrés sur la création de valeur en préservant notre résilience financière. Tout au long de l'exercice, nous avons démontré notre capacité à utiliser tous nos actifs pour maximiser les prix reçus pour chaque baril : nous avons ajusté la production tirée des sables bitumineux en fonction des signaux de prix et stocké des volumes dans un contexte de faiblesse des prix pour les vendre lorsque nous pouvions obtenir des prix plus élevés. Nous avons continué de donner la priorité au maintien de notre structure à faibles coûts.

Sur le plan opérationnel, nos actifs en amont ont affiché un bon rendement. Notre production en amont s'est établie en moyenne à 471 740 bep par jour en 2020, comparativement à 451 680 bep par jour en 2019. En 2020, nous avons géré notre production de façon optimale en l'amenant à des taux supérieurs à ceux de la réduction de production imposée par le gouvernement de l'Alberta grâce à l'achat de crédits supplémentaires. Depuis décembre 2020, les limites imposées à la production mensuelle de pétrole ne sont plus en vigueur et le gouvernement de l'Alberta donnera un préavis de 30 à 60 jours avant de les rétablir, le cas échéant.

Les raffineries de Wood River et de Borger (les « raffineries ») ont affiché un rendement opérationnel fiable, mais elles ont fonctionné en deçà de leur capacité pour la plus grande partie de l'exercice 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 marges de craquage.

Tout au long de 2020, la direction s'est encore consacrée au maintien d'une structure de coûts comportant de faibles dépenses d'investissement et charges d'exploitation.

Les prix du pétrole brut ont été volatils tout au long de l'exercice en raison de l'incidence de la COVID-19 sur l'offre et la demande et des engagements pris à l'égard de la production par l'OPEP et les pays hors OPEP. Le prix du pétrole brut de référence, le West Texas Intermediate (« WTI »), a varié entre un sommet de 63,27 \$ US le baril et un creux de 10,01 \$ US le baril et a été inférieur en moyenne de 31 % à celui de 2019. Le prix de référence du Western Canadian Select (« WCS ») s'est établi en moyenne à 26,80 \$ US le baril, soit 39 % de moins que le prix de 44,27 \$ US le baril en 2019. Notre prix de vente moyen réalisé sur le pétrole brut, soit 28,82 \$ le baril, a considérablement diminué par rapport au prix de 53,95 \$ le baril obtenu en 2019, en raison de la détérioration du prix de référence du WTI.

Comme nous l'avons mentionné, la COVID-19 a eu une incidence importante sur nos résultats.

- Les mesures prises pour contenir la COVID-19 et l'offre excédentaire de pétrole brut ont influé sur nos résultats au premier trimestre. Nous avons réagi en annonçant des réductions de nos dépenses d'investissement, de nos charges d'exploitation et de nos frais généraux et frais d'administration, et avons suspendu temporairement le versement de notre dividende. Les prix de référence moyens du pétrole brut WTI et WCS au premier trimestre se sont repliés pour s'établir à 46,17 \$ US le baril et à 25,64 \$ US le baril, respectivement, ce qui a eu une incidence importante sur nos résultats du premier trimestre. Nous avons en effet comptabilisé des charges de dépréciation d'actifs de 318 M\$, une perte nette de 1 797 M\$ et une marge d'exploitation négative de 589 M\$.
- Le deuxième trimestre a été une période de transition pour le marché. Les prix du pétrole brut ont été durement touchés, le WCS ayant enregistré en moyenne un prix plancher de 3,50 \$ US le baril en avril. Cette baisse a été suivie par un raffermissement constant des prix du brut, le WCS s'établissant en moyenne à 33,97 \$ US le baril en juin, 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. Nous avons réagi aux signaux de prix, géré la production tirée des sables bitumineux en réduisant les taux de production en avril et accru la production avec succès en mai et en juin pour atteindre des taux de production maximaux lorsque les prix étaient plus favorables. Notre perte nette de 235 M\$ s'est allégée au deuxième trimestre comparativement à celle du premier trimestre et notre marge d'exploitation a atteint 291 M\$, ce qui témoigne d'une certaine reprise économique.
- Nos résultats du troisième trimestre se sont progressivement améliorés parallèlement à la remontée des prix du pétrole brut. Au troisième trimestre, les prix moyens du WTI et du WCS se sont chiffrés à 40,93 \$ US le baril et à 31,84 \$ US le baril, respectivement. Cependant, les prix du pétrole brut sont demeurés bas, car la deuxième vague d'infections à la COVID-19 a entraîné des incertitudes. Sur le plan opérationnel, nos actifs en amont ont continué de donner de bons résultats et, en réponse à la hausse des prix du pétrole brut, nous avons acheté des crédits liés à la réduction de production offerts sur le marché afin d'atteindre un taux de production supérieur à la limite qui nous avait été imposée. Nous avons aussi vendu des stocks de pétrole brut qui s'étaient accumulés lorsque les prix étaient bas. Notre perte nette de 194 M\$, qui comprenait des dépréciations d'actifs et des réductions de valeur totalisant 521 M\$, a continué de s'améliorer par rapport au trimestre précédent, et notre marge d'exploitation de 594 M\$ a plus que doublé par rapport à celle du deuxième trimestre de 2020. Au cours du troisième trimestre, nous avons utilisé 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 des emprunts à court terme.
- Nos résultats du quatrième trimestre ont été inégaux, car les taux d'infection à la COVID-19, la performance économique mondiale et les spéculations entourant la mise au point de vaccins ont eu une incidence sur le rythme du rétablissement de la demande de pétrole brut, les prix moyens du WTI et du WCS s'établissant à 42,66 \$ US le baril et à 33,36 \$ US le baril, respectivement. La perte nette s'est établie à 153 M\$ au quatrième trimestre, toujours en baisse, et la marge d'exploitation s'est chiffrée à 625 M\$, en hausse par rapport au troisième trimestre de 2020, et nous avons comptabilisé des dépréciations d'actifs et des réductions de valeur de 298 M\$. Le résultat net incluait également une perte de 100 M\$ liée au projet d'oléoduc Keystone XL. À la fin de l'exercice, la dette nette s'établissait à 7,2 G\$.

En 2020, la marge d'exploitation en amont s'est établie à 1 309 M\$, en baisse comparativement à la marge de 3 723 M\$ de 2019, en raison de la diminution du prix de vente moyen réalisé sur le pétrole brut et de l'utilisation de condensats achetés à un prix plus élevé sur le marché en baisse du début de l'exercice, facteurs qui ont été compensés en partie par la diminution des redevances et l'augmentation des volumes de vente.

Notre secteur Raffinage et commercialisation a dégagé une marge d'exploitation négative de 388 M\$, soit une marge inférieure à celle de 737 M\$ inscrite en 2019, principalement en raison de la baisse des marges de craquage, de la réduction de l'avantage sur le pétrole brut et de la diminution de la production de pétrole brut, facteurs annulés en partie par la baisse des charges d'exploitation.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats d'exploitation

	2020	Variation (%)	2019	Variation (%)	2018
Volumes de production en amont					
Sables bitumineux (b/j)					
Foster Creek	163 210	2	159 598	(1)	161 979
Christina Lake	218 513	12	194 659	(3)	201 017
Total – pétrole brut tiré des Sables bitumineux	381 723	8	354 257	(2)	362 996
Hydrocarbures classiques¹⁾ (bep/j)	89 932	(8)	97 423	(19)	120 258
Total de la production tirée des activités poursuivies (bep/j)	471 740	4	451 680	(7)	483 458
Production tirée des activités abandonnées (bep/j)	-	-	-	(100)	294
Ventes – activités poursuivies²⁾ (bep/j)	420 456	8	390 813	(10)	436 163
Réserves de pétrole et de gaz (Mbep)					
Prouvées	5 030	(1)	5 103	(1)	5 167
Probables	1 656	(6)	1 768	(3)	1 821
Prouvées et probables	6 686	(3)	6 871	(2)	6 988
Raffinage et commercialisation					
Production de pétrole brut ³⁾ (kb/j)	372	(16)	443	(1)	446
Produits raffinés ³⁾ (kb/j)	385	(17)	466	(1)	470
Taux d'utilisation du pétrole brut ³⁾ (%)	75	(17)	92	(5)	97
Pétrole brut transporté par train (b/j)					
Chargements ⁴⁾	30 422	(43)	53 345	1 197	4 113
Ventes ⁵⁾	33 870	(30)	48 626	1 367	3 314

1) Ce secteur était auparavant présenté comme 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 de 2020 reflète une production supérieure à la limite qui nous avait été imposée, car nous avons réussi à atteindre des niveaux de production optimaux en achetant des crédits liés à la réduction de production. En 2019, notre production était conforme au programme de réduction de production imposé par le gouvernement de l'Alberta et avait été touchée par la révision prévue à Christina Lake au deuxième trimestre de 2019.

La production du secteur Hydrocarbures classiques pour 2020 a diminué pour s'établir à 89 932 bep par jour, comparativement à 97 423 bep par jour en 2019, en raison des baisses naturelles, qui ont été en partie annulées par la production de pétrole lourd de Marten Hills avant la sortie de cet actif, ainsi que de la diminution du nombre d'interruptions justifiées par la faiblesse des prix des marchandises. Avant la sortie de l'actif, la production moyenne de Marten Hills était d'environ 2 800 barils par jour.

Réserves de pétrole et de gaz

À la clôture de 2020, d'après les rapports préparés par des évaluateurs de réserves indépendants agréés (« ERIA »), nos réserves prouvées totalisaient environ 5,0 milliards de bep, soit une baisse de 1 % par rapport à 2019, et le total de nos réserves prouvées et probables avait diminué de 3 % et s'établissait approximativement à 6,7 milliards de bep. Par suite de la clôture de l'arrangement, le 1^{er} janvier 2021, le total de nos réserves prouvées et le total de nos réserves prouvées et probables, y compris les réserves déclarées de Husky, devraient s'accroître d'environ 1,2 milliard de bep et 1,8 milliard de bep, respectivement.

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

Raffinage et commercialisation

La production de pétrole brut et de produits raffinés a diminué en 2020, car les deux raffineries ont procédé à des réductions de leur taux de production de pétrole brut en raison de la diminution de la demande découlant de la COVID-19. La réduction du taux de production économique du brut en 2020 a eu une incidence plus grande que les répercussions sur le rendement opérationnel des interruptions de service non planifiées et des activités de maintenance et de révision prévues aux raffineries 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

Les principales composantes de nos résultats financiers ont été des facteurs comme la baisse des prix du pétrole brut, la réduction des marges de craquage 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)	2020	Variation (%)	2019	Variation (%)	2018 ¹⁾
Marge d'exploitation^{2) 3)}	921	(79)	4 460	86	2 394
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation					
Des activités poursuivies	273	(92)	3 285	55	2 118
Total	273	(92)	3 285	53	2 154
Fonds provenant de l'exploitation ajustés⁴⁾	147	(96)	3 702	115	1 721
Résultat d'exploitation^{2) 4)}	(2 604)	(671)	456	117	(2 755)
par action (\$) ⁵⁾	(2,12)	(673)	0,37	117	(2,24)
Résultat net					
Des activités poursuivies	(2 379)	(208)	2 194	175	(2 916)
par action (\$) ⁵⁾	(1,94)	(209)	1,78	175	(2,37)
Total	(2 379)	(208)	2 194	182	(2 669)
par action (\$) ⁵⁾	(1,94)	(209)	1,78	182	(2,17)
Total de l'actif	32 770	(7)	35 173	-	35 174
Total des passifs financiers à long terme⁶⁾	9 041	7	8 483	(1)	8 602
Dépenses d'investissement⁷⁾	841	(28)	1 176	(14)	1 363
Dividendes					
Dividendes en numéraire	77	(70)	260	6	245
par action (\$) ⁵⁾	0,0625	(71)	0,2125	6	0,2000

1) Le 1^{er} janvier 2019, nous avons adopté IFRS 16, Contrats de location (« IFRS 16 »), 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 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 la dette à long terme, les obligations locatives, les passifs au titre de paiements éventuels et d'autres passifs financiers inclus au poste « Autres passifs » des états consolidés de la situation financière.

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

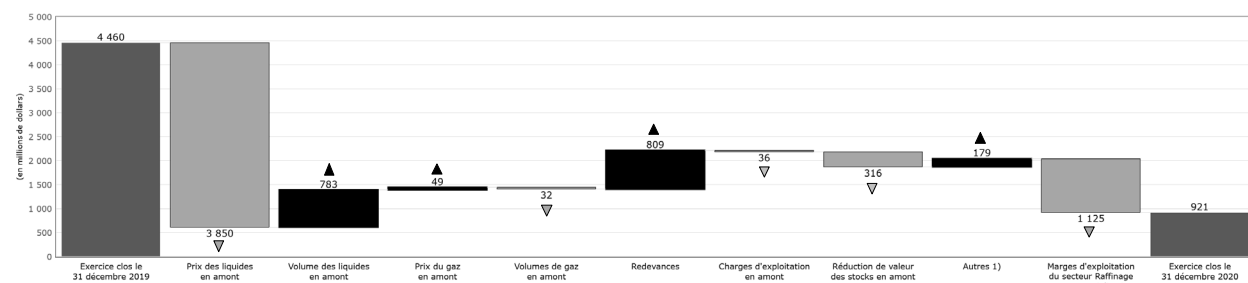
Marge d'exploitation

La marge d'exploitation est un total partiel présenté à la note 1 des états financiers consolidés qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'une période à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie de nos actifs. La marge d'exploitation correspond aux produits des activités ordinaires, déduction faite des produits achetés, des frais de transport et de fluidification, des charges d'exploitation et 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.

(en millions de dollars)	2020	2019 ^{1) 2)}	2018 ²⁾
Chiffre d'affaires brut	14 200	22 042	22 113
Déduire : Redevances	364	1 173	546
Produits des activités ordinaires	13 836	20 869	21 567
Charges			
Produits achetés	5 397	8 795	9 201
Transport et fluidification	4 480	5 234	5 969
Charges d'exploitation	2 236	2 324	2 367
Réduction de (reprise sur la réduction de) valeur des stocks	555	49	60
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	247	7	1 576
Marge d'exploitation	921	4 460	2 394

- 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) Le 1^{er} janvier 2019, nous avons adopté IFRS 16 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée.

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, principalement en raison des facteurs suivants :

- la diminution de 47 % du prix de vente moyen du pétrole brut découlant de la baisse du prix de référence du WTI et du WCS;
- le recul de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation à cause surtout de la réduction des marges de craquage, de la baisse de l'avantage sur le pétrole brut et de la diminution de la production de pétrole brut, facteurs en partie annulés par la baisse des charges d'exploitation;
- l'utilisation de condensats achetés à un prix plus élevé sur le marché en baisse du début de l'exercice.

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

- la baisse des redevances découlant du recul des prix réalisés;
- un accroissement des volumes de vente de liquides;
- 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 créiteurs 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)	2020	2019	2018 ¹⁾
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	273	3 285	2 154
(Ajouter) déduire :			
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(72)	(84)	(72)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement ²⁾	198	(333)	505
Fonds provenant de l'exploitation ajustés²⁾	147	3 702	1 721

1) Le 1^{er} janvier 2019, nous avons adopté IFRS 16 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée.

2) 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 flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont considérablement diminué en 2020, principalement en raison de la baisse de la marge d'exploitation mentionnée ci-dessus, des coûts de transaction de 29 M\$ liés à l'arrangement et de la hausse des charges financières. Cette diminution a été en partie compensée par le financement reçu du programme de SSUC et un produit d'impôt exigible de 13 M\$, comparativement à une charge d'impôt exigible de 17 M\$. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont été réduits davantage par la perte de 100 M\$ liée au projet d'oléoduc Keystone XL. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement en 2020 s'explique essentiellement par la baisse des stocks et des comptes débiteurs, contrebalancée en partie par la diminution des comptes créditeurs.

En 2019, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement s'expliquait essentiellement par la hausse des comptes débiteurs et des stocks, compensée en partie par l'augmentation des comptes créditeurs et la diminution de l'impôt sur le résultat à recouvrer.

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 notre performance financière sous-jacente 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)	2020	2019	2018 ¹⁾
Résultat avant impôt	(3 230)	1 397	(3 926)
Ajouter (déduire) :			
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ²⁾	56	149	(1 249)
(Profit) perte de change latent autre que d'exploitation ³⁾	(194)	(787)	593
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(81)	(2)	795
Résultat d'exploitation avant impôt	(3 449)	757	(3 787)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(845)	301	(1 032)
Total du résultat d'exploitation	(2 604)	456	(2 755)

1) Le 1^{er} janvier 2019, nous avons adopté IFRS 16 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée.

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

3) 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.

En 2020, les activités d'exploitation se sont soldées par une perte alors qu'elles avaient donné lieu à un bénéfice en 2019; l'écart s'explique principalement par la diminution des entrées 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 1 112 M\$ et par la perte de change latente liée aux activités d'exploitation de 63 M\$ comparativement à un profit de 27 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 401 M\$ en 2019 sur nos billets non garantis, un profit de réévaluation de 80 M\$ sur le paiement conditionnel comparativement à une perte de 164 M\$ en 2019 et la baisse des primes d'intéressement à long terme hors trésorerie.

Résultat net

(en millions de dollars)	2020 c. 2019	2019 c. 2018 ¹⁾
Résultat net de l'exercice comparatif	2 194	(2 916)
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Marge d'exploitation	(3 539)	2 066
Activités non sectorielles et éliminations		
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques	93	(1 398)
Profit (perte) de change latent	(696)	1 476
Réévaluation du paiement conditionnel	244	(114)
Profit (perte) à la sortie d'actifs	79	797
Charges ²⁾	416	573
Amortissement et épuisement	(1 215)	(118)
Coûts de prospection	(9)	2 041
Produit (charge) d'impôt sur le résultat	54	(213)
Résultat net à la fin de l'exercice	(2 379)	2 194

1) Le 1^{er} janvier 2019, nous avons adopté IFRS 16 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée.

2) Tient compte des (profits) pertes réalisés liés à la gestion des risques du secteur Activités non sectorielles et éliminations, des frais généraux et frais d'administration, des charges financières, des produits d'intérêts, des (profits) pertes de change réalisés, des frais de recherche, du montant net des autres (produits) charges, 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 2 379 M\$ représente un recul considérable par rapport au bénéfice net de 2 194 M\$ de 2019 en raison de la baisse du résultat d'exploitation mentionnée plus haut et de la comptabilisation de profits de change latents autres que d'exploitation de 194 M\$ comparativement à 787 M\$ en 2019; ces facteurs ont été compensés en partie par des pertes latentes liées à la gestion des risques de 56 M\$ en 2020, comparativement à des pertes de 149 M\$ en 2019, et par un profit de 79 M\$ lié à la sortie des actifs de Marten Hills.

Dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	2020	2019 ¹⁾	2018 ²⁾
Sables bitumineux	427	656	870
Hydrocarbures classiques ³⁾	78	103	228
Raffinage et commercialisation	276	280	208
Activités non sectorielles et éliminations	60	137	57
Dépenses d'investissement⁴⁾	841	1 176	1 363

1) Au premier trimestre de 2020, les actifs de Marten Hills ont été reclassés du secteur Sables bitumineux au secteur Hydrocarbures classiques, avant leur sortie en décembre 2020. L'information comparative a été reclassée.

2) Le 1^{er} janvier 2019, nous avons adopté IFRS 16 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée.

3) Ce secteur était auparavant présenté comme le secteur Deep Basin.

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

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. Nos dépenses d'investissement en amont ont été axées principalement sur les programmes de puits de maintien. Nos dépenses d'investissement en aval ont été axées surtout sur l'amélioration des rendements, les projets de fiabilité et de maintenance et les projets d'infrastructures de stockage.

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)	T4 2020	T4 2019	2020	Variation (%)	2019	2018
Brent						
Moyenne	45,24	62,50	43,21	(33)	64,18	71,53
WTI						
Moyenne	42,66	56,96	39,40	(31)	57,03	64,77
Écart moyen Brent/WTI	2,58	5,54	3,81	(47)	7,15	6,76
WCS à Hardisty (« WCS »)						
Moyenne	33,36	41,13	26,80	(39)	44,27	38,46
Écart moyen WTI/WCS	9,30	15,83	12,60	(1)	12,76	26,31
Moyenne (\$ CA/b)	43,41	54,29	35,59	(39)	58,77	49,81
WCS à Nederland						
Moyenne	40,36	51,47	35,86	(35)	55,56	62,05
Écart moyen WTI/WCS à Nederland	2,30	5,49	3,54	141	1,47	2,72
West Texas Sour (« WTS »)						
Moyenne	43,02	57,26	39,37	(30)	56,27	57,24
Écart moyen WTI/WTS	(0,36)	(0,30)	0,03	(96)	0,76	7,53
Condensats (C5 à Edmonton)						
Moyenne	42,54	53,01	37,16	(30)	52,86	61,00
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	0,12	3,95	2,24	(46)	4,17	3,77
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	(9,18)	(11,88)	(10,36)	21	(8,59)	(22,54)
Moyenne (\$ CA/b)	55,36	69,97	49,44	(30)	70,15	79,02
Moyenne des prix des produits raffinés						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	47,31	64,83	45,24	(36)	70,55	77,96
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	54,21	78,09	50,08	(36)	77,97	86,75
Marge de raffinage : moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries²⁾						
Chicago	7,05	12,27	7,54	(53)	16,00	15,97
Groupe 3	7,57	14,60	8,67	(48)	16,67	16,74
Moyenne des prix du gaz naturel						
Prix AECO ³⁾ (\$ CA/kpi ³)	2,77	2,34	2,24	38	1,62	1,53
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³)	2,66	2,50	2,08	(21)	2,63	3,09
Taux de change (\$ US/\$ CA)						
Moyenne	0,768	0,758	0,746	(1)	0,754	0,772
Fin de la période	0,785	0,770	0,785	2	0,770	0,733

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

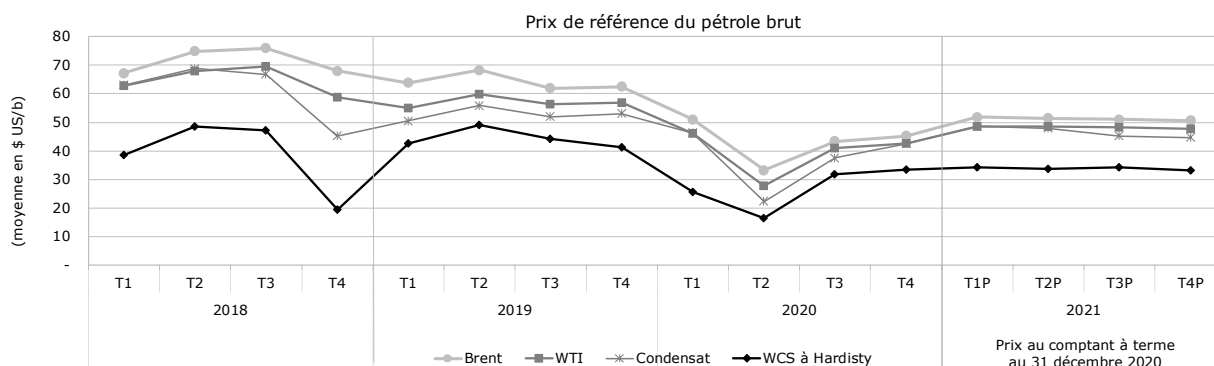
En 2020, la demande de pétrole brut a subi des pressions en raison de la COVID-19, tandis que la décision de l'OPEP de réduire sa production a atténué l'incidence de l'effondrement de la demande, entraînant une baisse des prix de référence moyens du Brent et du WTI.

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 nombre de nos biens pétroliers. En 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. En 2020, l'écart entre le prix du WTI et celui du WCS à Hardisty s'est légèrement rétréci par rapport à 2019, car la réduction de l'offre de pétrole brut dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC ») a entraîné une capacité excédentaire de transport pipelinier pendant certaines parties de l'année, ce qui a réduit le besoin d'expéditions de

pétrole brut par train plus coûteuses. C'est pourquoi les écarts moyens ont été semblables à ceux de 2019, année où le gouvernement de l'Alberta avait imposé des réductions de production.

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 du WCS à Nederland se sont affaiblis en 2020, 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. En 2020, l'écart entre les prix de référence du WCS à Nederland et du WTI s'est élargi par rapport à 2019. Cet élargissement s'explique principalement par des écarts très importants au deuxième trimestre de 2020, alors que la demande était faible et que l'OPEP+ ne s'était pas encore engagée à réduire sa production. Les réductions de production de l'OPEP+ ont visé le pétrole brut corrosif lourd et moyen et donné lieu à un rétrécissement des écarts sur le pétrole lourd de la côte américaine du golfe du Mexique au second semestre de 2020 par rapport à la même période de 2019.



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, 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 s'accroît, la récupération du coût d'achat des condensats diminue 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 par le moment où sont vendus les produits fluidifiés.

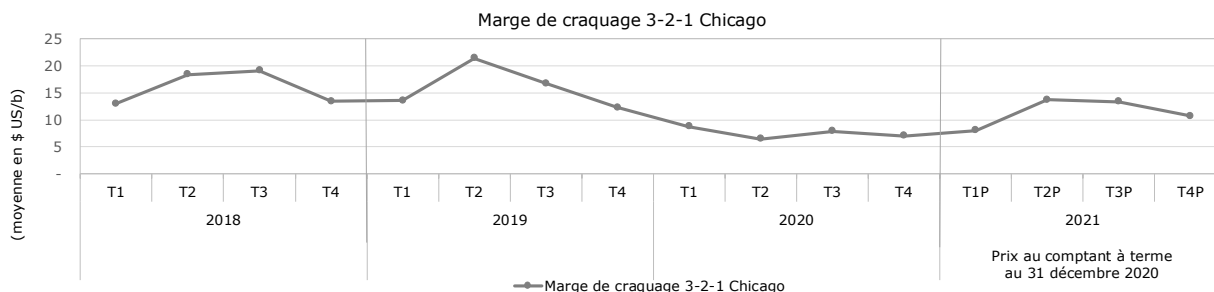
L'escompte des prix de référence moyens des condensats par rapport à ceux du WTI a rétréci en Alberta en 2020 en raison de la faiblesse de la demande de diluants causée par les arrêts de production de pétrole lourd, qui a été annulée par la diminution du nombre de barils importés des États-Unis et la forte demande mondiale.

Prix de référence – raffinage

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

La moyenne des prix des produits raffinés à Chicago a diminué en 2020, en raison principalement de la baisse de la demande de produits raffinés causée par la crise sanitaire liée à la COVID-19. 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 que nous obtenons 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 en 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, de l'accès à d'abondants stocks de gaz au Canada et de l'utilisation moindre des pipelines dans le BSOC. Le prix moyen au NYMEX a diminué par rapport à celui de 2019 à cause de la baisse de la demande et d'une diminution importante des exportations de gaz naturel liquéfié.

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, notre dette libellée en dollars américains 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 140 M\$ sur nos produits des activités ordinaires en 2020. L'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain au 31 décembre 2020 comparativement au 31 décembre 2019 a donné lieu à des profits de change latents de 194 M\$ à la conversion de notre dette libellée en dollars américains.

SECTEURS À PRÉSENTER

Nos secteurs à présenter au 31 décembre 2020 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. En 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. Le 2 décembre 2020, nous avons mené à terme la vente de nos actifs de Marten Hills et conclu un accord nous octroyant des redevances dérogatoires brutes.

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)	2020	2019	2018
Sables bitumineux	7 190	9 695	9 553
Hydrocarbures classiques ¹⁾	595	661	831
Raffinage et commercialisation	6 051	10 513	11 183
Activités non sectorielles et éliminations	(609)	(689)	(724)
	13 227	20 180	20 843

1) Ce secteur était auparavant présenté comme le secteur Deep Basin.

Les produits des activités ordinaires du secteur Sables bitumineux ont diminué en raison de la baisse des prix de vente moyens réalisés sur les liquides, en partie compensée par la diminution des redevances et la hausse des volumes de vente.

Les produits des activités ordinaires du secteur Hydrocarbures classiques ont diminué 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 pétrole lourd des actifs de Marten Hills, avant leur sortie.

En 2020, les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont diminué. 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 ont diminué par rapport à 2019 à cause d'une réduction des prix et des volumes de pétrole brut, 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.

Dans l'ensemble, les produits tirés des activités ordinaires avaient légèrement diminué en 2019 par rapport à ceux de 2018, principalement en raison de la baisse des prix des produits raffinés et des volumes de vente en amont, en partie annulée par la hausse des prix réalisés sur le pétrole brut.

SABLES BITUMINEUX

En 2020, nous avons :

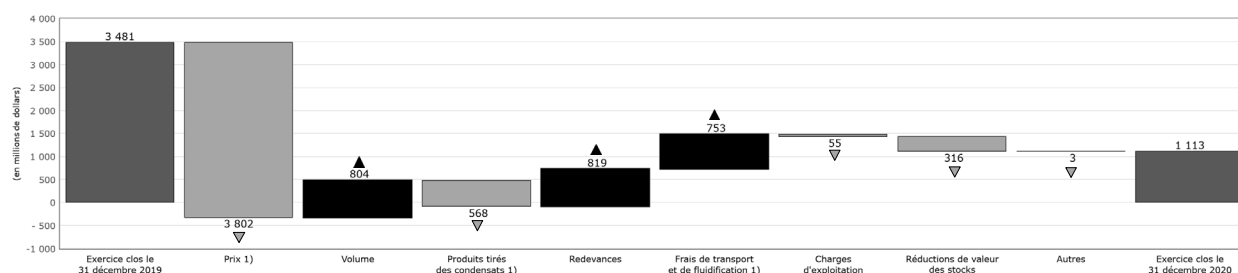
- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- augmenté notre production tirée des sables bitumineux, qui a atteint 381 723 barils par jour en moyenne;
- démontré notre capacité à utiliser tous nos actifs pour maximiser les prix reçus pour chaque baril, car nous avons fait en sorte de 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 1 113 M\$, soit une diminution de 2 368 M\$ par rapport à 2019 imputable à la baisse des prix de vente moyens réalisés, en partie compensée par la baisse des redevances, la hausse des volumes et la diminution des frais de transport et de fluidification.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2020	2019	2018 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	7 514	10 838	10 026
Déduire : Redevances	324	1 143	473
Produits des activités ordinaires	7 190	9 695	9 553
Charges			
Transport et fluidification	4 399	5 152	5 879
Activités d'exploitation	1 094	1 039	1 037
Réduction de (reprise sur la réduction de) valeur des stocks	316	-	-
(Profit) perte lié à la gestion des risques	268	23	1 551
Marge d'exploitation	1 113	3 481	1 086
Amortissement et épuisement	1 684	1 543	1 439
Coûts de prospection	9	18	6
Résultat sectoriel	(580)	1 920	(359)

1) Le 1^{er} janvier 2019, nous avons adopté IFRS 16 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée.

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

En 2020, le prix de vente réalisé sur le pétrole brut s'est établi à 28,64 \$ le baril comparativement à 53,78 \$ 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, qui a été atténuée par la diminution du coût des condensats, dont le prix s'est établi en moyenne à 37,16 \$ US le baril (52,86 \$ 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 10,36 \$ US le baril (8,59 \$ US le baril en 2019). En 2020, les répercussions de la COVID-19 ont donné lieu à de faibles écarts WTI-WCS au cours de certaines périodes de l'exercice, qui ont entraîné une augmentation des volumes vendus en Alberta par rapport à 2019 et fait baisser nos prix de vente réalisés. En 2019, nous avons vendu plus de 25 % de notre production à l'extérieur de l'Alberta. Nous avons utilisé nos actifs et notre expertise en matière de transport, d'entreposage et de logistique pour vendre nos produits pendant les mois où les prix étaient plus élevés, dans la mesure du possible, ce qui a atténué l'incidence de la chute des prix du pétrole brut sur nos prix de vente réalisés.

Le bitume produit à l'heure actuelle par Cenovus doit être mélangé à des condensats qui en réduisent la consistance avant son transport par pipeline en vue de sa commercialisation. Le prix de vente réalisé du pétrole brut dépend notamment du coût des condensats employés pour la fluidification. Nos ratios de fluidification se situent dans une fourchette de 25 % à 33 %. Lorsque le coût des condensats 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 de l'exercice, nous avons réduit les volumes de condensats transportés en provenance de la côte américaine du golfe du Mexique lorsque l'écart de prix entre les divers marchés n'était pas suffisant pour couvrir les frais de transport variables, pendant une partie de l'exercice. Le prix des condensats a diminué au cours de l'été en raison de la baisse de la demande, faisant en sorte qu'il était plus rentable de les acheter en Alberta que sur la côte américaine du golfe du Mexique.

Grâce à la décision que nous avons prise de stocker nos volumes plutôt que de les vendre, nous avons été en mesure d'atténuer l'incidence de cette diminution sur nos prix de vente réalisés. 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 des 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 connexes risquent cependant d'influer sur les produits additionnels tirés de la vente de l'actif physique sous-jacent.

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.

Volumes de production

(b/j)	2020	Variation (%)	2019	Variation (%)	2018
Foster Creek	163 210	2	159 598	(1)	161 979
Christina Lake	218 513	12	194 659	(3)	201 017
	381 723	8	354 257	(2)	362 996

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. En 2019, notre production était conforme au programme de réduction de production imposé par le gouvernement de l'Alberta.

Redevances

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

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

Les redevances d'un projet ayant atteint le stade de récupération des coûts sont établies d'après un calcul du taux annualisé fondé sur le plus élevé 1) des produits bruts multipliés par le taux de redevance applicable (entre 1 % et 9 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI) et 2) des profits nets du projet multipliés par le taux de redevance applicable (entre 25 % et 40 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI). 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)	2020	2019	2018
Foster Creek	7,9	18,8	18,0
Christina Lake	14,4	21,6	4,8

En 2020, les redevances ont diminué de 819 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 relativement à la baisse des prix de référence moyens annuels du WTI.

Charges

Transport et fluidification

Le total des frais de transport et de fluidification a diminué de 753 M\$ par rapport à 2019. 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 frais de transport ont augmenté en raison surtout de la hausse des frais fixes en 2020 du fait de l'accroissement graduel en 2019 des engagements de transport et de déchargement à mesure que les activités du programme de transport ferroviaire de pétrole brut s'intensifiaient.

Frais de transport unitaires

À Foster Creek, les frais de transport ont diminué de 0,65 \$ le baril grâce à la réduction des tarifs pipeliniers découlant de la diminution des ventes vers des destinations aux États-Unis et à l'augmentation des volumes de vente, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par la hausse des coûts du transport ferroviaire occasionnée par l'augmentation des frais fixes en 2020, mentionnée ci-dessus. À Christina Lake, les frais de transport ont augmenté de 0,31 \$ le baril en raison de l'augmentation des tarifs pipeliniers imputable à la progression des ventes acheminées vers des destinations américaines, de l'augmentation des frais fixes, mentionnée ci-dessus, et de la hausse des coûts de stockage, facteurs en partie compensés par l'augmentation des volumes de vente par rapport à 2019.

Activités d'exploitation

Le total des charges d'exploitation a augmenté de 55 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 en 2020, par rapport à ceux prévus à Christina Lake au deuxième trimestre de 2019, et d'une réduction des activités et des ressources à cause des mesures de sécurité liées à la COVID-19.

Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	2020	Variation (%)	2019	Variation (%)	2018 ¹⁾
Foster Creek					
Carburant	2,83	15	2,47	16	2,13
Autres coûts	6,41	(4)	6,67	(2)	6,84
Total	9,24	1	9,14	2	8,97
Christina Lake					
Carburant	2,18	6	2,06	10	1,87
Autres coûts	4,61	(13)	5,27	11	4,73
Total	6,79	(7)	7,33	11	6,60
Total	7,84	(4)	8,15	7	7,65

1) Le 1^{er} janvier 2019, nous avons adopté IFRS 16 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée.

À Foster Creek et à Christina Lake, les coûts du carburant par baril ont augmenté par suite de la hausse des prix et de la consommation de 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 liés à révision prévue en 2020 par rapport à ceux de 2019, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des coûts de la main-d'œuvre et des produits chimiques.

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 et les charges d'exploitation, 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		
	2020 ²⁾	2019	2018	2020 ²⁾	2019	2018
Prix de vente	30,80	57,21	42,63	27,04	50,91	33,42
Redevances	1,57	8,44	6,25	2,90	9,42	1,37
Transport et fluidification	11,05	11,70	8,34	6,95	6,64	5,25
Charges d'exploitation	9,24	9,14	8,97	6,79	7,33	6,60
Prix nets opérationnels, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	8,94	27,93	19,07	10,40	27,52	20,20
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(1,83)	(0,16)	(11,49)	(1,93)	(0,19)	(11,66)
Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	7,11	27,77	7,58	8,47	27,33	8,54

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, qui a été contrebalancée en partie par la baisse des redevances, des charges d'exploitation et des frais de transport et de fluidification unitaires, ainsi que par la hausse 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 0,30 \$ par baril sur les prix de vente globaux.

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 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.

En 2020, la charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté de 141 M\$ par rapport à 2019 en raison de la hausse des volumes de vente, en partie annulée par une diminution des taux d'épuisement moyens. Notre taux d'épuisement 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 l'exercice clos le 31 décembre 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)	2020	2019	2018 ¹⁾
Foster Creek	193	243	379
Christina Lake	162	362	445
	355	605	824
Autres ²⁾	72	51	46
Dépenses d'investissement³⁾	427	656	870

1) Le 1^{er} janvier 2019, nous avons adopté IFRS 16 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée.

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

3) 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

	Puits de forage stratigraphiques bruts			Puits productifs bruts ¹⁾		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Foster Creek	38	14	43	-	-	14
Christina Lake	42	18	63	-	11	38
	80	32	106	-	11	52
Autres ²⁾	75	26	20	-	-	-
	155	58	126	-	11	52

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

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

Les puits d'exploration stratigraphique sont destinés à aider à délimiter les emplacements des plateformes d'exploitation pour les puits de maintien et les phases d'expansion futures ainsi qu'à évaluer davantage les nouveaux actifs. En 2020, nous avons augmenté le nombre de puits de prospection stratigraphique bruts forés en élargissant la portée du programme et en intégrant davantage de puits ramifiés, qui ont une incidence moindre sur la surface.

HYDROCARBURES CLASSIQUES

En 2020, nous avons :

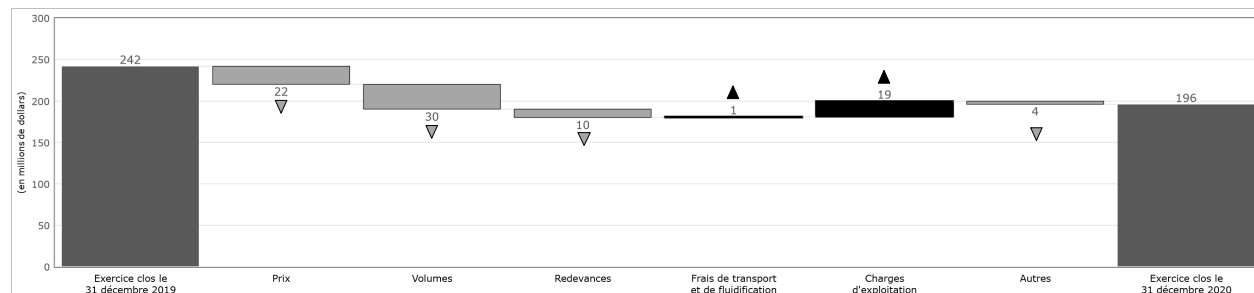
- produit un total de 89 932 bep par jour, soit moins qu'en 2019, en raison des baisses naturelles contrebalancées en partie par la production additionnelle provenant de la zone de Marten Hills, avant sa sortie, le 2 décembre 2020;
- inscrit une marge d'exploitation de 196 M\$, soit une diminution par rapport à 2019 imputable à la réduction des volumes de vente, à la baisse des prix réalisés et à la hausse des redevances, en partie annulées par la diminution des charges d'exploitation;
- réduit les charges d'exploitation à 318 M\$, comparativement à 337 M\$ en 2019, soit environ 6 % de moins, grâce à l'optimisation des activités, à la priorité accordée aux activités de réparation et d'entretien d'importance critique et à l'utilisation de notre infrastructure pour réduire notre structure de coûts;
- enregistré un prix net opérationnel de 5,16 \$ le bep;
- cédé les actifs de Marten Hills, conclu un accord sur les redevances dérogatoires brutes et acquis une participation dans les capitaux propres de l'acheteur pour profiter de la mise en valeur future du gisement.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2020	2019	2018 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	635	691	904
Déduire : Redevances	40	30	73
Produits des activités ordinaires	595	661	831
Charges			
Transport et fluidification	81	82	90
Activités d'exploitation	318	337	403
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	-	26
Marge d'exploitation	196	242	312
Amortissement et épuisement	880	319	412
Coûts de prospection	82	64	2 117
Résultat sectoriel	(766)	(141)	(2 217)

1) Le 1^{er} janvier 2019, nous avons adopté IFRS 16 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée.

Variation de la marge d'exploitation



Produits des activités ordinaires

Prix

	2020	2019	2018
Pétrole lourd (\$/b)	31,45	-	-
Pétrole léger et moyen (\$/b)	42,78	65,70	66,71
LGN (\$/b)	22,04	26,36	38,56
Gaz naturel(\$/kpi ³)	2,37	2,01	1,72
Total d'équivalent de pétrole(\$/bep)	17,84	17,95	19,31

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les produits des activités ordinaires ont baissé 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 la hausse des prix du gaz naturel et l'augmentation des volumes de vente de liquides. En 2020, avant la sortie de Marten Hills, nous en avons tiré une production de pétrole lourd d'environ 2 700 barils par jour. En 2020, les produits des activités ordinaires tenaient compte de produits liés aux frais de traitement de 49 M\$ (53 M\$ en 2019) relativement à nos participations 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

	2020	2019	2018
Liquides			
Pétrole brut (b/j)	7 244	4 911	5 916
LGN (b/j)	19 513	21 762	26 538
	26 757	26 673	32 454
Gaz naturel (Mpi³/j)	379	424	527
Production totale (bep/j)	89 932	97 423	120 258
Production de gaz naturel (% par rapport au total)	70	73	73
Production de liquides (% par rapport au total)	30	27	27

En 2020, la production a diminué en raison des baisses naturelles, en partie annulées par la production de pétrole lourd de Marten Hills avant sa sortie.

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 directes 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 de pipelines appartenant aux producteurs.

En 2020, notre taux de redevance réel s'est établi à 7,9 % (5,1 % en 2019). La hausse du taux de redevance est imputable à la réduction des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation en 2019, ce qui a entraîné une réduction de la déduction.

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. Les frais de transport unitaires se sont établis en moyenne à 2,46 \$ par bep (2,31 \$ par bep en 2019) en raison de la réduction des volumes de vente et de la hausse des tarifs pipeliniers.

Activités d'exploitation

Le total des charges d'exploitation a diminué, pour s'établir à 318 M\$ (337 M\$ en 2019) grâce aux efforts constants d'optimisation des activités et de la main-d'œuvre, à la priorité accordée aux activités de réparation et d'entretien d'importance critique et à l'utilisation de notre infrastructure pour réduire notre structure de coûts.

Les charges d'exploitation unitaires ont augmenté et se sont établies en moyenne à 8,99 \$ par bep (8,79 \$ par bep en 2019), en raison essentiellement de la baisse des volumes de vente, compensée en partie par la diminution des coûts de la main-d'œuvre, la réduction des taxes foncières et des coûts de location découlant principalement de la réduction du nombre de locations et d'un allègement réglementaire des coûts, et par la baisse des réparations et de la maintenance résultant de la diminution et du report des activités.

Prix nets opérationnels

(\$/bep)	2020	2019	2018 ¹⁾
Prix de vente	17,84	17,95	19,31
Redevances	1,23	0,83	1,67
Transport et fluidification	2,46	2,31	1,97
Charges d'exploitation	8,99	8,79	8,58
Prix nets opérationnels, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	5,16	6,02	7,09
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(0,01)	(0,01)	(0,59)
Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	5,15	6,01	6,50

1) Le 1^{er} janvier 2019, nous avons adopté IFRS 16 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée.

Amortissement et épuisement et coûts de prospection

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction du total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement tient compte des dépenses engagées jusqu'à maintenant et des dépenses de mise en valeur qu'il faudra encore engager pour mettre en valeur les réserves prouvées. Ce taux, qui est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué aux volumes de vente et sert à déterminer la charge d'amortissement et d'épuisement d'une période donnée. Nous sommes d'avis que cette méthode de calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement attribuée à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement moyen s'est établi à environ 9,85 \$ par bep pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (9,15 \$ par bep en 2019).

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, le total de la charge d'amortissement et d'épuisement se rapportant au secteur Hydrocarbures classiques s'est chiffré à 880 M\$ (319 M\$ en 2019). Cette augmentation est imputable à la comptabilisation de charges de dépréciation de 555 M\$ par suite du recul des prix à terme du pétrole brut et du gaz naturel, d'un changement apporté aux plans de mise en valeur future et de la hausse des taux d'amortissement.

Des coûts de prospection de 82 M\$ ont été comptabilisés pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (64 M\$ en 2019), car il a été établi que la valeur comptable de certains actifs de prospection et d'évaluation n'était pas recouvrable.

Sortie

Le 2 décembre 2020, nous avons vendu nos actifs de Marten Hills, situés dans le nord de l'Alberta, à Headwater Exploration Inc. (« Headwater ») pour une contrepartie totalisant 138 M\$, exclusion faite d'une participation conservée sous forme de redevances dérogatoires brutes. Une perte de 79 M\$ avant impôt a été comptabilisée à la vente (65 M\$ après impôt). La contrepartie totale reçue se compose de 33 M\$ en trésorerie, de 50 millions d'actions ordinaires d'une valeur de 97 M\$ et de 15 millions de bons de souscription d'actions d'une valeur de 8 M\$ à la date de clôture. Les bons de souscription d'actions, d'une durée de trois ans, sont assortis d'un prix d'exercice de 2,00 \$ par action. Nous avons conservé une participation sous forme de redevances dérogatoires brutes sur les actifs de Marten Hills, qui a été reclassée des actifs de prospection et d'évaluation aux immobilisations corporelles à hauteur de 41 M\$ à la date de clôture. L'investissement dans Headwater est présenté dans les autres actifs.

Dépenses d'investissement

En 2020, nous avons investi 78 M\$ contre 103 M\$ en 2019. 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 d'un programme de forage visant des puits de développement à faible risque et à rendement élevé.

(en millions de dollars)	2020	2019 ¹⁾	2018 ¹⁾
Données sismiques	5	-	-
Forage et conditionnement	27	32	123
Installations	20	34	58
Autres	26	37	47
Dépenses d'investissement²⁾	78	103	228

1) Au premier trimestre de 2020, nous avons reclassé 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

En 2020, nous avons procédé au forage de six puits nets, au conditionnement d'un puits net et au raccordement et à la mise en production de trois puits nets. En 2019, nous avons procédé au forage de 11 puits nets, au conditionnement de deux puits nets et au raccordement de trois puits nets.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

En 2020, nous avons :

- obtenu une production économique de pétrole brut de 372 000 barils par jour, soit moins qu'en 2019 en raison du ralentissement économique causé par la COVID-19;
- dégagé une marge d'exploitation négative de 388 M\$, soit une diminution de 1 125 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'unité génératrice de trésorerie (« UGT ») de Borger;
- réduit temporairement notre programme de transport ferroviaire de pétrole brut au deuxième trimestre jusqu'à ce que les fondamentaux des prix soutiennent sa poursuite au quatrième trimestre.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2020	2019 ¹⁾	2018 ^{1) 2)}
Produits des activités ordinaires	6 051	10 513	11 183
Produits achetés	5 397	8 795	9 201
Réduction de (reprise sur la réduction de) valeur des stocks	239	49	60
Marge brute	415	1 669	1 922
Charges			
Activités d'exploitation	824	948	927
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(21)	(16)	(1)
Marge d'exploitation	(388)	737	996
Amortissement et épuisement	739	280	222
Résultat sectoriel	(1 127)	457	774

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) Le 1^{er} janvier 2019, nous avons adopté IFRS 16 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée.

Exploitation des raffineries¹⁾

	2020	2019	2018
Capacité liée au pétrole brut (kb/j)	495	482	460
Production de pétrole brut (kb/j)	372	443	446
Pétrole brut lourd	149	177	191
Pétrole léger ou moyen	223	266	255
Produits raffinés (kb/j)	385	466	470
Essence	195	223	233
Distillats	127	167	156
Autres	63	76	81
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	75	92	97

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. 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 Christina Dilbit Blend, 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 en 2020, par rapport à 2019, car les deux raffineries ont procédé à des réductions de leur taux de production de pétrole brut en raison de la diminution de la demande découlant de la COVID-19. En 2019, les interruptions de service non planifiées et les activités de maintenance et de révision prévues aux deux raffineries ont influé sur le rendement opérationnel.

Terminal de transport ferroviaire de pétrole brut

Notre programme de transport ferroviaire de pétrole brut a été interrompu au premier trimestre en raison de la faiblesse des prix. L'interruption a été effectuée au cours du deuxième trimestre, puis levée au cours du quatrième trimestre à mesure que les conditions du marché s'amélioraient. En 2020, nous avons chargé en moyenne 32 213 barils par jour (22 891 barils par jour de nos volumes) de notre terminal de Bruderheim comparativement à une moyenne de 65 293 barils par jour (45 324 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.

En 2020, la marge brute du secteur Raffinage et commercialisation a diminué de 1 254 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.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, le coût associé aux numéros d'identification renouvelables (« NIR ») s'est chiffré à 177 M\$ (99 M\$ 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. En 2020, le prix des NIR a été volatil et a constamment augmenté, car la génération de NIR a diminué entre les deux exercices. En même temps, la demande de NIR a augmenté à la suite d'une décision de la Cour fédérale visant à réduire le nombre de petits raffineurs admissibles aux exemptions en cas de difficultés exceptionnelles.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation en 2020 ont été la main-d'œuvre, la maintenance et les services publics. La diminution des charges d'exploitation est principalement attribuable au fait que les activités de maintenance ont été moins élevées comparativement à 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 739 M\$, contre 280 M\$ 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)	2020	2019	2018 ¹⁾
Raffinerie de Wood River	158	128	119
Raffinerie de Borger	85	100	85
Commercialisation	33	52	4
Dépenses d'investissement	276	280	208

1) Le 1^{er} janvier 2019, nous avons adopté IFRS 16 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée.

Les dépenses d'investissement de 2020 ont été axées surtout sur l'amélioration des rendements, les projets de fiabilité et de maintenance et les projets d'infrastructures de stockage.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

En 2020, les activités de gestion des risques ont donné lieu à :

- des pertes latentes liées à la gestion des risques de 56 M\$ (149 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 5 M\$ sur des contrats de change à terme (profits de 1 M\$ sur des contrats de change à terme 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)	2020	2019	2018 ¹⁾
Frais généraux et frais d'administration ²⁾	292	331	1 020
Charges financières	536	511	627
Produits d'intérêts	(9)	(12)	(19)
(Profit) perte de change, montant net	(181)	(404)	854
Coûts de transaction	29	-	-
Réévaluation du paiement conditionnel	(80)	164	50
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(81)	(2)	795
Autre (profit) perte, montant net	40	9	13
	546	597	3 340

1) Le 1^{er} janvier 2019, nous avons adopté IFRS 16 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée.

2) La provision au titre de contrats déficitaires de 629 M\$ comptabilisée en 2018 a été reclassée dans les frais généraux et frais d'administration.

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. En 2020, les frais généraux et frais d'administration ont diminué de 39 M\$ en raison surtout de la réduction des primes d'intéressement à long terme et des charges d'exploitation associées à notre portefeuille immobilier, facteurs en partie annulés par une provision de 18 M\$ au titre de contrats déficitaires.

Charges financières

Les charges financières ont augmenté de 25 M\$ à cause de l'escompte de 25 M\$ au rachat de certains billets non garantis, comparativement à 63 M\$ en 2019.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette s'est établi à 4,9 % (5,1 % en 2019).

Change

(en millions de dollars)	2020	2019	2018
(Profit) perte de change latent	(131)	(827)	649
(Profit) perte de change réalisé	(50)	423	205
	(181)	(404)	854

En 2020, des profits de change latents de 131 M\$ ont été comptabilisés principalement par suite de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Au 31 décembre 2020, le dollar canadien par rapport au dollar américain s'était apprécié de 2 % en regard du taux au 31 décembre 2019, ce qui a donné lieu à des profits latents.

Coûts de transaction

Avant le 31 décembre 2020, nous avons engagé des coûts de transaction de 29 M\$ relativement à l'arrangement, exclusion faite des frais d'émission d'actions ordinaires, d'actions privilégiées et de bons de souscription.

Réévaluation du paiement conditionnel

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 de Conoco ») pour chaque trimestre où le prix moyen du pétrole brut WCS serait 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 conditionnel 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 conditionnel.

Le paiement conditionnel est comptabilisé à titre d'option financière. La juste valeur de 63 M\$ au 31 décembre 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 conditionnel est réévalué à la juste valeur à chaque date de clôture, et les variations de la juste valeur sont imputées au résultat net. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, un profit au titre de la réévaluation hors trésorerie de 80 M\$ a été comptabilisé.

Le prix à terme moyen du WCS pour la durée résiduelle du paiement conditionnel est de 42,93 \$ le baril. Les prix à terme trimestriels estimatifs du WCS pour la durée résiduelle de l'entente sont de l'ordre d'environ 42,40 \$ le baril à 43,80 \$ le baril.

Autre (profit) perte, montant net

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, nous avons comptabilisé une perte de 100 M\$ liée au projet d'oléoduc Keystone XL.

Le gouvernement du Canada a instauré la SSUC dans le cadre du Plan d'intervention économique du Canada pour répondre à la COVID-19. Ce programme, en vigueur depuis le 15 mars 2020, le restera jusqu'en juin 2021. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, nous avons comptabilisé une somme de 40 M\$ à titre d'autre profit relativement à la SSUC.

En 2020, nous avons constaté des produits locatifs de 24 M\$ (17 M\$ en 2019). Les produits locatifs proviennent de la sous-location de réservoirs, de contrats de location simple visant les actifs au titre de droits d'utilisation de biens immobiliers de la société dont nous sommes le bailleur, et du recouvrement de composantes non locatives pour des coûts d'exploitation et des places de stationnement non réservées se rapportant à notre investissement net dans des contrats de location-financement. Les contrats de location-financement sont inclus dans les autres actifs à titre d'investissement net dans des contrats de location-financement.

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 sont amortis selon le mode linéaire sur la durée estimative d'utilité des actifs sous-jacents ou la durée du contrat de location, selon la plus courte des deux. La dotation à l'amortissement et à l'épuisement s'est chiffrée à 161 M\$ en 2020 (107 M\$ en 2019), du fait que des coûts de 52 M\$ relatifs aux immobilisations corporelles déjà incorporés se rapportant à des actifs liés aux technologies de l'information ont été radiés en raison des synergies découlant de l'arrangement.

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	2020	2019	2018
Charge d'impôt exigible			
Canada	(14)	14	(128)
États-Unis	1	3	2
Charge (produit) d'impôt exigible	(13)	17	(126)
Charge (produit) d'impôt différé	(838)	(814)	(884)
Total de la charge (du produit) d'impôt	(851)	(797)	(1 010)

Le tableau suivant présente le rapprochement de l'impôt sur le résultat calculé au taux prévu par la loi au Canada et de l'impôt sur le résultat présenté :

(en millions de dollars)	2020	2019	2018
Résultat avant impôt sur le résultat relativement aux activités poursuivies	(3 230)	1 397	(3 926)
Taux prévu par la loi au Canada (%)	24,0	26,5	27,0
Charge (produit) d'impôt sur le résultat attendu relativement aux activités poursuivies	(775)	370	(1 060)
Incidence des éléments suivants sur l'impôt :			
Écarts avec le taux prévu par la loi et autres	19	(52)	(57)
(Gains) pertes en capital non imposables	(42)	(38)	89
(Gains) pertes en capital non comptabilisés	(42)	(39)	87
Ajustements découlant de déclarations antérieures	(8)	4	3
Réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta	(7)	(671)	-
Comptabilisation de la base fiscale aux États-Unis	-	(387)	(78)
Autres	4	16	6
Total de la charge (du produit) d'impôt relativement aux activités poursuivies	(851)	(797)	(1 010)
Taux d'imposition effectif (%)	26,3	(57,1)	25,7

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels Cenovus et ses filiales exercent leurs activités peuvent changer. Nous estimons que notre charge d'impôt est juste. Il y a habituellement un certain nombre de questions fiscales en examen, et, 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 l'exercice clos le 31 décembre 2020, un produit d'impôt différé a été comptabilisé par suite de la dépréciation de l'UGT de Borger, des UGT du secteur Hydrocarbures classiques 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. En 2020, le gouvernement de l'Alberta a accéléré la réduction du taux d'imposition provincial des sociétés, qui est passé de 12 % à 8 %.

En 2019, le gouvernement de l'Alberta avait adopté une réduction du taux d'imposition provincial des sociétés, qui passera de 12 % à 8 % sur quatre ans. Par conséquent, la société avait comptabilisé un produit d'impôt différé de 671 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019. De plus, la société avait comptabilisé un produit d'impôt différé de 387 M\$ par suite de la restructuration interne de ses activités aux États-Unis, ce qui avait donné lieu à une augmentation de la base fiscale des actifs de raffinage de la société.

En 2018, la société avait comptabilisé un produit d'impôt différé visant les pertes de la période en cours, notamment la réduction de valeur visant les actifs de prospection et d'évaluation du secteur Hydrocarbures classiques, ainsi qu'un recouvrement de 78 M\$ découlant d'un ajustement de la base fiscale des actifs de raffinage de la société. L'accroissement de la base fiscale découlait du fait qu'un partenaire de la société avait comptabilisé un profit imposable sur sa participation dans WRB Refining LP (« WRB ») qui, en raison d'un choix fait auprès des autorités fiscales américaines, avait été ajouté à la base fiscale des actifs de WRB. Le produit maximal lié au report rétrospectif de pertes permettant de récupérer une partie de l'impôt payé a été atteint en 2018.

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 60 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.

ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Le 5 janvier 2018, nous avons conclu la vente des activités liées au pétrole brut et au gaz naturel de Suffield, dans le sud de l'Alberta, pour un produit en trésorerie de 512 M\$ avant les ajustements de clôture. Le résultat provenant des activités abandonnées, après impôt, s'était établi à 27 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. Un profit sur les activités abandonnées, après impôt, de 220 M\$ avait été comptabilisé à la vente.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Les résultats des quatre derniers trimestres ont été marqués par la volatilité des prix des marchandises, principalement causée par les répercussions de la COVID-19 et les décisions de l'OPEP et de l'OPEP+ concernant la production. Les prix de référence pour le pétrole léger ont été bas et volatils pendant la majeure partie de 2020, comparativement au prix du WTI en 2019. Le WTI a chuté de 19 % pour s'établir en moyenne à 46,17 \$ US le baril au premier trimestre, contre 56,96 \$ US le baril au quatrième trimestre de 2019, et il a encore reculé pour se chiffrer en moyenne à 27,85 \$ US le baril au deuxième trimestre, avant de remonter à 42,66 \$ US le baril en moyenne au quatrième trimestre. Les prix de référence moyens du WTI et du WCS ont diminué respectivement de 25 % et de 19 % au quatrième trimestre de 2020 comparativement à 2019. Par conséquent, la marge d'exploitation provenant des activités poursuivies, qui s'est située à 625 M\$ au quatrième trimestre de 2020, a diminué par rapport à celle du quatrième trimestre de 2019, qui s'était chiffrée à 864 M\$. Nous avons inscrit une perte nette de 153 M\$ comparativement à un bénéfice net de 113 M\$ en 2019.

Sommaire des résultats d'exploitation et des résultats financiers consolidés

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2020				2019			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Prix moyens des marchandises								
Brent	45,24	43,37	33,27	50,96	62,50	62,00	68,34	63,88
WTI	42,66	40,93	27,85	46,17	56,96	56,45	59,83	54,90
WCS	33,36	31,84	16,38	25,64	41,13	44,21	49,18	42,53
Marge de craquage à Chicago	7,05	7,89	6,44	8,79	12,27	16,72	21,44	13,57
Volumes de production								
Liquides (b/j)	405 280	411 788	400 050	416 802	400 329	380 699	371 390	370 983
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	371	360	392	395	403	407	432	458
Total de la production (bep/j)	467 202	471 799	465 415	482 594	467 448	448 496	443 318	447 270
Activités de raffinage								
Production de pétrole brut (kb/j)	338	382	325	442	456	465	474	375
Produits raffinés (kb/j)	350	397	332	460	477	485	501	402
Produits des activités ordinaires	3 426	3 659	2 174	3 968	4 838	4 736	5 603	5 004
Marge d'exploitation¹⁾	625	594	291	(589)	864	1 080	1 277	1 239
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	250	732	(834)	125	740	834	1 275	436
Fonds provenant de l'exploitation ajustés²⁾	341	414	(462)	(146)	687	928	1 082	1 005
Résultat d'exploitation	(551)	(452)	(414)	(1 187)	(164)	284	267	69
par action ³⁾ (\$)	(0,45)	(0,37)	(0,34)	(0,97)	(0,13)	0,23	0,22	0,06
Résultat net	(153)	(194)	(235)	(1 797)	113	187	1 784	110
par action ³⁾ (\$)	(0,12)	(0,16)	(0,19)	(1,46)	0,09	0,15	1,45	0,09
Dépenses d'investissement⁴⁾	242	148	147	304	317	294	248	317
Dividendes								
Dividendes en numéraire	-	-	-	77	77	60	62	61
par action (\$)	-	-	-	0,0625	0,0625	0,0500	0,0500	0,0500

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

2) 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.

3) Résultat de base et dilué par action.

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

Comparaison des résultats d'exploitation du quatrième trimestre de 2020 et du quatrième trimestre de 2019

Volumes de production

Le total de la production du quatrième trimestre de 2020 cadre avec celle de 2019. La production du quatrième trimestre reflète l'augmentation des niveaux de production en réaction à l'amélioration des prix, l'augmentation de la production ayant été facilitée par l'achat de crédits liés à la réduction de la production et la levée, au début de décembre 2020, de la réduction de production obligatoire. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par les travaux de révision et de maintenance prévus à Christina Lake et les interruptions de service causées par des perturbations du traitement à Foster Creek. Au quatrième trimestre de 2019, la production avait été limitée par la réduction de production imposée par le gouvernement de l'Alberta, qui avait été annulée par une mesure d'allègement équivalant à l'augmentation des expéditions par train permise grâce à l'allocation de production spéciale.

Au quatrième trimestre de 2020, nous avons vendu à l'extérieur de l'Alberta 121 595 barils par jour, soit environ 25 % de notre production tirée des sables bitumineux, par rapport à 181 366 barils par jour, soit environ 35 % au quatrième trimestre de 2019.

La production tirée du secteur Hydrocarbures classiques au quatrième trimestre de 2020 a diminué de 8 % pour s'établir à 86 167 bep par jour à cause surtout des baisses naturelles découlant de la réduction des investissements de maintien. La production tirée des actifs de Marten Hills s'est établie à environ 2 000 barils par jour pour le trimestre.

Raffinage et commercialisation

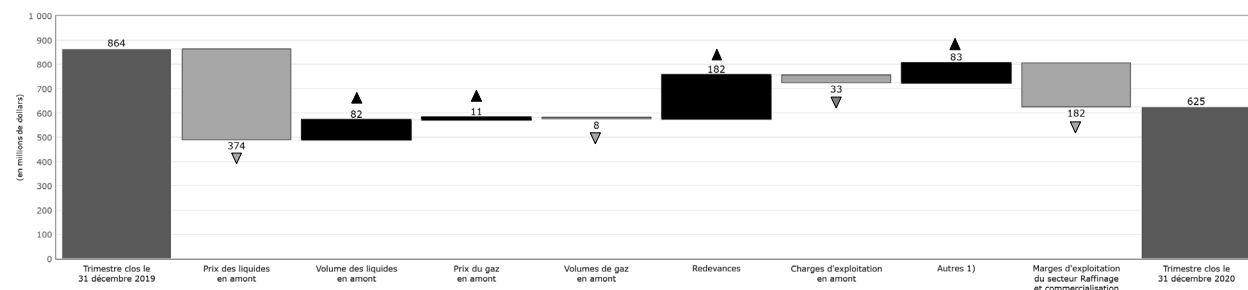
La production de pétrole brut de 338 000 barils bruts par jour et la production de produits raffinés de 350 000 barils bruts par jour ont été inférieures à celles de la même période de 2019 du fait des réductions du taux de production économique du brut découlant de la baisse de la demande causée par la COVID-19. Au quatrième trimestre de 2019, les travaux de révision prévus et la limitation de l'approvisionnement de pétrole brut à Wood River causée par une fuite du pipeline Keystone avaient eu une incidence sur le résultat d'exploitation, mais ces facteurs avaient été en partie compensés par l'optimisation de la gamme de pétrole brut composant la charge d'alimentation.

Au quatrième trimestre de 2020, notre programme de transport ferroviaire de pétrole brut a été rétabli après son interruption temporaire annoncée au début de l'exercice. Le total des volumes de chargement ferroviaire à notre terminal de Bruderheim s'est établi en moyenne à 29 144 barils par jour (20 423 barils par jour de nos volumes) au quatrième trimestre de 2020, contre 89 630 barils par jour (71 708 barils par jour de nos volumes) à la même période de 2019.

Produits des activités ordinaires

Le total des produits des activités ordinaires a diminué de 1 412 M\$ au quatrième trimestre de 2020 comparativement à la même période en 2019. Les produits tirés du raffinage et de la commercialisation ont diminué de 1 210 M\$, principalement 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, ainsi que de la diminution des produits tirés des ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers effectuées par le groupe de commercialisation. Les produits tirés des activités ordinaires en amont ont diminué de 256 M\$, surtout en raison de la baisse du prix de vente réalisé sur les liquides, qui se sont établis à 38,57 \$ le baril comparativement à 47,12 \$ le baril en 2019, en partie compensée par la réduction des redevances et des volumes de vente.

Variation de la marge d'exploitation provenant des activités poursuivies



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

Marge d'exploitation

La marge d'exploitation a diminué au quatrième trimestre de 2020, en raison des facteurs suivants :

- la réduction du prix de vente moyen des liquides par suite de la baisse des prix de référence du pétrole brut;
- le recul de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation à cause de la diminution des marges de craquage, de la production de pétrole brut et de l'avantage sur le pétrole brut;
- l'augmentation des charges d'exploitation en amont.

Ces diminutions ont été en partie compensées par la réduction des redevances, principalement attribuable à la baisse du prix de vente réalisé sur le pétrole brut et à la diminution des frais de transport et de fluidification qui s'explique par la baisse des coûts du transport ferroviaire.

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

Le total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés a diminué au quatrième trimestre de 2020 par rapport à la même période de 2019, principalement en raison de la baisse de la marge d'exploitation mentionnée ci-dessus, des coûts de transaction de 29 M\$ et des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont été réduits davantage par la perte de 100 M\$ liée au projet d'oléoduc Keystone XL.

La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au quatrième trimestre de 2020 était essentiellement due à l'accroissement des débiteurs et des stocks, à une diminution de l'impôt sur le résultat à payer et à une augmentation de l'impôt sur le résultat à recouvrer, facteurs qui ont été atténués par l'augmentation des créditeurs. En 2019, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement était essentiellement due à l'accroissement des créditeurs et à une diminution de l'impôt sur le résultat à recouvrer, facteurs qui avaient été atténués par l'augmentation des débiteurs et des stocks.

Résultat d'exploitation

La perte d'exploitation a augmenté au cours du trimestre clos le 31 décembre 2020 par rapport à 2019, principalement en raison de l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement causée par des dépréciations et des radiations de 298 M\$, de la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés mentionnée ci-dessus, de la hausse des primes d'intéressement à long terme hors trésorerie, principalement par suite de l'acquisition accélérée des droits liés à notre régime d'options sur actions destiné aux employés, ainsi que des unités d'actions liées au rendement (« UAR ») et des unités d'actions de négociation restreinte (« UANR ») détenues par des employés non dirigeants par suite de la clôture de l'arrangement, facteurs en partie contrebalancés par des pertes de change réalisées autres que d'exploitation de néant, contre 122 M\$ en 2019.

Résultat net

Le résultat net s'est détérioré au cours du trimestre clos le 31 décembre 2020 et s'est soldé par une perte nette de 153 M\$, par rapport à un bénéfice net de 113 M\$ au trimestre correspondant de 2019. Cette variation s'explique principalement par l'accroissement de la perte d'exploitation mentionnée plus haut, en partie contrebalancé par des profits de change latents autres que d'exploitation de 358 M\$ comparativement à 258 M\$ en 2019 et par un produit d'impôt différé de 182 M\$ comparativement à 24 M\$ en 2019.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement consacrées aux activités poursuivies du quatrième trimestre de 2020 se sont chiffrées à 242 M\$, soit 75 M\$ de moins qu'au quatrième trimestre de 2019, sous l'effet surtout de la réduction de notre programme d'investissement en réaction à la pandémie de COVID-19.

RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ

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

Réserves

Au 31 décembre 2020 (avant redevances)	Bitume (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ¹⁾ (Gpi ³)	Total (Mbep)
Prouvées	4 812	7	50	965	5 030
Probables	1 520	6	31	601	1 656
Prouvées et probables	6 332	13	81	1 566	6 686
Au 31 décembre 2019 (avant redevances)	Bitume ²⁾ (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ¹⁾ (Gpi ³)	Total (Mbep)
Prouvées	4 826	9	60	1 242	5 103
Probables	1 594	8	37	783	1 768
Prouvées et probables	6 420	17	97	2 025	6 871

1) Comprend les réserves de gaz de schiste, qui ne sont pas significatives.

2) Comprend les réserves de pétrole brut lourd, qui ne sont pas significatives.

Les développements survenus en 2020, comparativement à 2019, sont notamment les suivants :

- les réserves prouvées et le total des prouvées et probables de bitume ont diminué de 14 millions de barils et de 88 millions de barils, respectivement, car les ajouts provenant de l'amélioration du rendement des sables bitumineux ont été plus qu'annulés par la sortie de Marten Hills et la production de l'exercice;
- Les réserves prouvées de pétrole léger et moyen ont diminué de deux millions de barils et le total des réserves prouvées et probables a baissé de quatre millions de barils, car les ajouts mineurs ont été plus qu'annulés par les révisions techniques attribuées à la mise à jour du plan de mise en valeur du secteur Hydrocarbure classiques, la réduction des prix des produits et la production de l'exercice;

- les réserves prouvées de LGN ont diminué de 10 millions de barils, tandis que le total des réserves prouvées et probables a baissé de 16 millions de barils, car les ajouts mineurs et une acquisition secondaire ont été plus qu'annulés par les révisions techniques attribuées à la mise à jour du plan de mise en valeur du secteur Hydrocarbures classiques, la réduction des prix des produits et la production de l'exercice;
- les réserves prouvées de gaz naturel classique ont diminué de 277 milliards de pieds cubes, tandis que le total des réserves prouvées et probables a baissé de 459 milliards de pieds cubes, car les ajouts mineurs et une acquisition secondaire ont été plus qu'annulés par les réductions imputables aux révisions techniques attribuées à la mise à jour du plan de mise en valeur du secteur Hydrocarbures classiques, la réduction des prix des produits et la production de l'exercice.

Les données relatives aux réserves présentées en date du 31 décembre 2020 se fondent sur une moyenne des prévisions (la « moyenne prévisionnelle des ERIA ») établies par McDaniel & Associates Consultants Ltd. (« McDaniel »), GLJ Ltd. (« GLJ ») et Sproule Associates Limited (« Sproule »). La moyenne prévisionnelle des ERIA à l'égard des prix et des coûts est datée du 1^{er} janvier 2021. L'information comparative au 31 décembre 2019 se fonde sur la moyenne prévisionnelle des ERIA à l'égard des prix et des coûts établie au 1^{er} janvier 2020.

Par suite de la clôture de l'arrangement, le 1^{er} janvier 2021, le total de nos réserves prouvées et le total de nos réserves prouvées et probables, y compris les réserves déclarées de Husky, devraient s'accroître d'environ 1,2 milliard de bep et 1,8 milliard de bep, respectivement.

D'autres informations sur l'évaluation de nos réserves et la communication de l'information connexe, conformément au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement 51-101 »), sont présentées dans la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2020. La notice annuelle se trouve sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov, ainsi que sur notre site Web à l'adresse cenovus.com. Les risques et incertitudes importants associés à l'estimation des réserves sont exposés aux sections « Gestion des risques et facteurs de risque » et « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

Des informations sur Husky et ses réserves ainsi que d'autres renseignements sur le secteur pétrogazier au 31 décembre 2020 se trouvent dans la notice annuelle et dans le rapport de gestion de Husky, qui ont été déposés sur SEDAR et peuvent être consultés sous le profil de Husky, à l'adresse sedar.com.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	2020	2019	2018
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :			
Activités d'exploitation	273	3 285	2 154
Activités d'investissement	(863)	(1 432)	(613)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	(590)	1 853	1 541
Activités de financement	837	(2 413)	(1 410)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en devises	(55)	(35)	40
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	192	(595)	171
Aux 31 décembre	2020	2019	2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie	378	186	781
Dette	7 562	6 699	9 164

Au 31 décembre 2020, nous respectons toutes les conditions de nos conventions d'emprunt.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont diminué en raison principalement de la baisse de la marge d'exploitation et de coûts de transaction de 29 M\$, en partie contrés par le financement reçu du programme de SSUC, les produits de sous-location et la baisse de la charge d'impôt exigible, analysée à la rubrique « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion, ainsi que les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, comme il est indiqué à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion.

Compte non tenu de la partie courante du paiement conditionnel, notre fonds de roulement s'élevait à 653 M\$ au 31 décembre 2020, par rapport à 842 M\$ au 31 décembre 2019.

Nous nous attendons à continuer de respecter nos obligations de paiement à mesure qu'elles deviennent exigibles.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont baissé en 2020 par rapport à 2019 principalement du fait de la diminution des dépenses d'investissement en 2020.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Au premier trimestre de 2020, nous avons racheté une tranche de 100 M\$ US de billets non garantis, pour une somme de 81 M\$ US en trésorerie. Au troisième trimestre de 2020, nous avons émis pour 1,0 G\$ US de billets non garantis de premier rang à 5,375 % échéant en 2025 et utilisé le produit de cette émission pour rembourser un prélèvement de 1,4 G\$ sur notre facilité de crédit engagée.

En 2019, des liquidités avaient été affectées aux activités de financement principalement pour des remboursements sur la dette. Nous avons remboursé 1,8 G\$ US de billets non garantis, pour une contrepartie de 1,7 G\$ US en trésorerie (2,3 G\$).

La dette totale, y compris les emprunts à court terme, au 31 décembre 2020 s'établissait à 7 562 M\$ (6 699 M\$ au 31 décembre 2019).

Dividendes sur les actions ordinaires

Le 2 avril 2020, nous avons annoncé la suspension temporaire de notre dividende sur les actions ordinaires en raison de la faiblesse des prix mondiaux du pétrole brut. Les dividendes sur les actions ordinaires que nous avons versés avant leur suspension se sont chiffrés à 77 M\$, soit 0,0625 \$ par action ordinaire au premier trimestre de 2020 (260 M\$, soit 0,2125 \$ par action ordinaire, pour l'exercice clos le 31 décembre 2019). La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres. Le conseil d'administration a déclaré un dividende au premier trimestre de 0,0175 \$ par action ordinaire, payable le 31 mars 2021 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits au 15 mars 2021.

Dividende sur les actions privilégiées rachetables par anticipation à dividende cumulatif

Le conseil d'administration a déclaré un dividende au premier trimestre sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7, payable le 31 mars 2021, pour une somme de 8 M\$.

Sources de liquidités disponibles

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

(en millions de dollars)

	Échéance	Montant
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Sans objet	378
Facilités de crédit engagées		
Facilité de crédit renouvelable – tranche A	Novembre 2023	3 300
Facilité de crédit renouvelable – tranche B	Novembre 2022	1 200
Facilités remboursables à vue non engagées		
Cenovus Energy Inc.	Sans objet	600
WRB Refining LP (quote-part revenant à Cenovus)	Sans objet	70

Dans le contexte de la conjoncture économique difficile actuelle, nous prévoyons de financer nos besoins en trésorerie à court terme au moyen des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ainsi que par l'utilisation prudente de notre capacité d'emprunt, y compris des prélèvements sur nos facilités de crédit engagées et nos facilités remboursables à vue non engagées, et d'autres occasions commerciales ou financières qui pourraient s'offrir à nous.

Facilités de crédit engagées

Au 31 décembre 2020, nous disposons d'une facilité de crédit engagée totalisant 4,5 G\$ qui se compose 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 permettait d'affermir encore notre résilience financière. Le 31 décembre 2020, nous avons résilié la facilité de crédit engagée de 1,1 G\$. Au 31 décembre 2020, aucun montant n'avait été prélevé sur la facilité de crédit engagée (265 M\$ au 31 décembre 2019).

Facilités remboursables à vue non engagées

Au 31 décembre 2020, Cenovus dispose de facilités remboursables à vue non engagées de 1,6 G\$, dont une tranche de 600 M\$ peut être prélevée à des fins générales, la totalité du montant pouvant servir à l'émission de lettres de crédit. Au 31 décembre 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 441 M\$ (364 M\$ au 31 décembre 2019).

WRB 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 31 décembre 2020, WRB avait effectué un prélèvement de 190 M\$ US sur ces facilités, ce qui représente une quote-part de 95 M\$ US (121 M\$) pour la société (néant au 31 décembre 2019).

Prospectus préalable de base

Cenovus a déposé un prospectus préalable de base qui lui permet d'émettre à l'occasion, au Canada, aux États-Unis ou ailleurs, là où la loi l'autorise, des titres d'emprunt, des actions ordinaires, des actions préférentielles, des reçus de souscription, des bons de souscription, des contrats d'achat d'actions et des unités, d'un montant pouvant aller jusqu'à 5,0 G\$ US ou l'équivalent dans d'autres devises. Le prospectus préalable de base vient à échéance en octobre 2021. Le 30 juillet 2020, nous avons mené à bien aux États-Unis, aux termes de notre prospectus préalable de base américain, le placement public de billets non garantis de premier rang d'un capital global de 1,0 G\$ US venant à échéance en 2025. Au 31 décembre 2020, des émissions de 3,7 G\$ US peuvent encore être effectuées aux termes du prospectus préalable de base.

Ratios financiers

Cenovus surveille sa structure du capital et ses besoins en financement en utilisant, entre autres, des ratios financiers hors PCGR comme le ratio dette nette/BAIIA ajusté et le ratio dette nette/capitaux permanents. Les mesures hors PCGR qu'emploie la société se définissent comme suit : la dette nette 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 (le produit) 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 conditionnel, 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.

Aux 31 décembre	2020	2019	2018
Ratio dette nette/capitaux permanents ¹⁾ (%)	30	25	32
Ratio dette nette/BAIIA ajusté (fois)	11,9x	1,6x	5,8x

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.

2) Le 1^{er} janvier 2019, nous avons adopté IFRS 16 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée.

La note 24 des états financiers consolidés présente un rapprochement du BAIIA ajusté et expose le calcul du ratio de la dette nette sur le BAIIA ajusté.

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.

Au 31 décembre 2020, le ratio dette nette/BAIIA ajusté de Cenovus s'établissait à 11,9x. Ce ratio a augmenté par rapport au 31 décembre 2019 en raison 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.

Par ailleurs, 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. Aux termes de notre facilité de crédit engagée, à la fin de l'exercice, nous sommes tenus 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 31 décembre 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.

Capital social et régimes de rémunération à base d'actions

Au 31 décembre 2020, environ 1 229 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (1 229 millions en 2019). Se reporter à la note 30 annexe aux états financiers consolidés pour en savoir plus.

Se reporter à la note 32 annexe aux états financiers consolidés pour en savoir plus au sujet de notre régime d'options sur actions, de notre régime d'UAR, de notre régime d'UANR et de notre régime d'unités d'actions différées (« UAD »).

Nos actions en circulation se présentent comme suit :

Au 31 janvier 2021	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
Actions ordinaires ¹⁾	2 017 404	s. o.
Bons de souscription d'actions ordinaires	65 418	s. o.
Actions privilégiées, série 1	10 436	s. o.
Actions privilégiées, série 2	1 564	s. o.
Actions privilégiées, série 3	10 000	s. o.
Actions privilégiées, série 5	8 000	s. o.
Actions privilégiées, série 7	6 000	s. o.
Options sur actions ²⁾	30 499	23 305
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	3 715	1 293

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

2) Comprennent les options de remplacement de Cenovus (définies plus loin) émises aux termes de l'arrangement en remplacement de toutes les options d'achat d'actions émises et en circulation de Husky.

Décisions relatives aux dépenses d'investissement

Notre approche relative au cadre financier de la société combinée sera conforme aux paramètres que nous avons fixés pour Cenovus au cours des années précédentes. Nous continuerons d'évaluer toutes les possibilités en nous fondant sur un prix du WTI de 45,00 \$ US le baril afin de maintenir une structure financière prudente et souple et une situation financière vigoureuse. Cette méthode nous permet de rester financièrement solides lorsque les flux de trésorerie baissent. La vigueur du bilan demeure l'une de nos plus grandes priorités, et nous prévoyons de continuer de consacrer nos fonds provenant de l'exploitation disponibles à la réduction de la dette. Nous visons toujours un ratio dette nette/BAIIA ne dépassant pas 2x.

Notre programme d'investissement de 2021 pour la société combinée devrait se situer entre 2,3 G\$ et 2,7 G\$. Le budget est axé sur le maintien d'activités d'exploitation fiables et sûres, et vise aussi à positionner la société de manière à accroître la valeur pour les actionnaires. Il prévoit également des investissements de maintien d'environ 2,1 G\$ consacrés à une production en amont d'environ 755 000 bep par jour et une production en aval d'environ 525 000 barils par jour.

(en millions de dollars)	2020	2019	2018
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾	147	3 702	1 721
Total des dépenses d'investissement	841	1 176	1 363
Fonds provenant de l'exploitation disponibles ^{1) 2)}	(694)	2 526	358
Dividendes en numéraire	77	260	245
	(771)	2 266	113

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 restons déterminés à conserver et à améliorer nos notations de crédit actuelles d'excellente qualité. Pour ce faire, nous continuerons de nous concentrer sur l'affectation des fonds provenant de l'exploitation disponibles à la réduction de la dette nette à moins de 10 G\$ et de cibler une dette nette à long terme de 8 G\$ ou moins.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés de la société combinée devraient permettre de financer la totalité des investissements de maintien et des distributions aux actionnaires. Le conseil d'administration a déclaré un dividende au premier trimestre de 0,0175 \$ par action ordinaire, payable le 31 mars 2021 aux détenteurs d'actions ordinaires inscrits au 15 mars 2021. Le conseil d'administration a déclaré un dividende au premier trimestre sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7, payable le 31 mars 2021, d'une somme de 8 M\$.

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.

Au 31 décembre 2020, le total des engagements s'élevait à 23 G\$, dont une tranche de 21 G\$ se rapporte à divers engagements liés au transport et au stockage. 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 des besoins futurs de la société en matière de transport avec la croissance prévue de la production. Ces engagements de transport et de stockage rendent compte d'engagements futurs relativement à des contrats de location visant des réservoirs de stockage de 31 M\$, qui ne sont pas encore entrés en vigueur.

(en millions de dollars)	Date de paiement prévue					Par la suite	Total
	2021	2022	2023	2024	2025		
Engagements							
Transport et stockage ¹⁾	1 014	954	1 341	1 444	1 107	15 537	21 397
Immobilier ²⁾	34	36	38	41	44	604	797
Engagements en capital	1	2	-	-	-	-	3
Autres engagements à long terme	104	45	32	32	24	85	322
Total des engagements³⁾	1 153	1 037	1 411	1 517	1 175	16 226	22 519
Autres obligations							
Dettes à long terme (capital et intérêts)	385	1 024	941	346	1 620	8 627	12 943
Passifs relatifs au démantèlement	41	45	41	42	41	2 429	2 639
Paiement conditionnel	36	28	-	-	-	-	64
Obligations locatives (capital et intérêts) ⁴⁾	254	237	208	203	162	1 412	2 476
Total des engagements et des obligations	1 869	2 371	2 601	2 108	2 998	28 694	40 641

1) Certains des engagements liés au transport, au montant de 14 G\$ (13 G\$ au 31 décembre 2019), sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou ont été approuvés, mais ne sont pas encore en vigueur.

2) A trait aux composantes non locatives des obligations locatives qui comprennent les coûts d'exploitation et les places de stationnement non réservées de l'espace de bureau. Ne rend pas compte des paiements engagés pour lesquels une provision a été constituée.

3) Les contrats exécutés pour le compte de WRB sont présentés en fonction de la participation de 50 % de Cenovus.

4) Obligations locatives visant des locaux à bureaux, des wagons, des actifs de stockage, des appareils de forage et d'autre matériel de raffinage et mobile.

Nous continuons de nous concentrer sur nos stratégies à moyen terme afin d'accéder à de nouveaux marchés pour notre production de pétrole brut. Nous demeurons en faveur des pipelines projetés qui nous relieraient aux nouveaux marchés aux États-Unis et à l'échelle mondiale, tout en acheminant notre production de pétrole brut par transport ferroviaire et en évaluant les options qui nous permettraient de maximiser la valeur de notre pétrole brut.

Au 31 décembre 2020, des lettres de crédit en cours totalisant 441 M\$ avaient été émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats (364 M\$ au 31 décembre 2019).

Situation de trésorerie et sources de financement après l'arrangement

Capital social et régimes de rémunération à base d'actions

À la clôture de l'arrangement, le 1^{er} janvier 2021, nous avons acquis la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de Husky en contrepartie de l'émission de 0,7845 action ordinaire de Cenovus et de 0,0651 bon de souscription de Cenovus (les « bons de souscription de Cenovus ») pour chaque action ordinaire de Husky. La totalité des actions privilégiées émises et en circulation de Husky a été échangée contre des actions privilégiées de Cenovus selon des modalités essentiellement identiques, et la totalité des options sur actions émises et en circulation de Husky a été échangée contre des options sur actions de remplacement de Cenovus (les « options de remplacement de Cenovus »). Chaque option de remplacement de Cenovus permet au détenteur d'acquérir 0,7845 action ordinaire de Cenovus à un prix d'exercice par action de une option sur actions de Husky divisé par 0,7845. Se reporter aux notes 30 et 39 annexes aux états financiers consolidés pour en savoir plus.

L'arrangement a donné lieu à l'acquisition accélérée des droits relatifs à certains régimes de rémunération à base d'actions de la société. Se reporter aux notes 32 et 39 annexes aux états financiers consolidés pour en savoir plus. Conformément à leurs modalités respectives, les UAR et les UANR peuvent être réglées, à la discrétion de Cenovus, en actions ordinaires, en trésorerie ou dans une combinaison des deux, selon le cours moyen pondéré en fonction du volume de négociation des 30 jours précédant la date de clôture. Les obligations associées à la totalité des UAR et des UANR qui ont été réglées dans le cadre de la conclusion de l'arrangement ont été payées en trésorerie en janvier 2021.

Dans le cadre de l'arrangement, un porteur d'UAD qui a cessé d'être un administrateur ou un employé de Cenovus aura droit au règlement et au rachat de ses UAD, en trésorerie, au cours moyen pondéré en fonction du volume de négociation des cinq jours précédant la date du rachat, conformément aux modalités du régime d'UAD correspondant.

Liquidités et engagements

Depuis la clôture de l'arrangement, le 1^{er} janvier 2021, Cenovus a accès à de nouvelles sources de financement, notamment : 735 M\$ en trésorerie et équivalents de trésorerie, 3,7 G\$ sur les facilités de crédit engagées de Husky et 508 M\$ sur les facilités remboursables à vue non engagées de Husky. Le plafond des facilités de crédit engagées de Husky s'élève à 4,0 G\$ et celui de ses facilités remboursables à vue non engagées, à 975 M\$, dont une tranche de 850 M\$ peut être prélevée à des fins générales, la totalité du montant pouvant servir à l'émission de lettres de crédit.

Nous entendons bien conserver les notes de crédit d'excellente qualité que nous ont accordées S&P Global Ratings, Moody's Investor Service (« Moody's ») et DBRS Limited et obtenir le rétablissement d'une notation de crédit de qualité élevée auprès 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.

Des contrats et d'autres engagements commerciaux non résiliables connus de Husky ont été repris dans le cadre de l'arrangement. Au 1^{er} janvier 2021, le total des engagements repris par Cenovus s'établissait à 19 G\$, dont une tranche de 2 G\$ avait trait à divers engagements liés au transport qui sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou qui ont été approuvés, mais ne sont pas encore en vigueur.

D'autres informations sur les liquidités et les engagements de Husky au 31 décembre 2020 se trouvent dans les sections « Situation de trésorerie et sources de financement » et « Obligations contractuelles, engagements et arrangements hors bilan » du rapport de gestion de Husky, qui a été déposé sur SEDAR et peut être consulté sous le profil de Husky, à l'adresse sedar.com.

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 conditionnel

Dans le cadre de l'acquisition de Conoco et en ce qui concerne notre production tirée des sables bitumineux, nous avons 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 serait supérieur à 52 \$ le baril. Au 31 décembre 2020, la juste valeur estimative du paiement conditionnel s'établissait à 63 M\$. Au 31 décembre 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

Dans la poursuite de nos objectifs stratégiques, nous sommes exposés à divers risques. Certains de ces risques visent le secteur de l'énergie 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.

Grâce à notre programme de gestion des risques d'entreprise (« GRE »), nous sommes en mesure de déterminer, d'évaluer, de classer et de gérer les risques, et ce programme est intégré dans nos Systèmes de gestion opérationnelle. De plus, Cenovus évalue constamment son profil de risque ainsi que les pratiques exemplaires du secteur.

Gouvernance en matière de risques

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

Facteurs de risque

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

Risque lié à la pandémie

La pandémie de COVID-19 et les mesures prises par les gouvernements et les autorités sanitaires du monde entier pour la contenir se sont traduites par un important ralentissement de l'activité économique mondiale, qui, à son tour, a réduit la demande et nu aux prix des marchandises dont dépend étroitement la performance financière de Cenovus, notamment le pétrole brut, les produits raffinés (comme le carburéacteur, le diesel et l'essence), le gaz naturel et l'électricité, de même qu'augmenté le risque que la capacité de stockage du pétrole brut et des produits raffinés atteigne sa limite dans certaines régions où Cenovus mène ses activités et où des variants de la COVID-19 ont été

détectés. Bien que certaines économies aient commencé leur redémarrage et que des vaccins aient été développés, 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 a entraîné des restrictions, et pourrait en entraîner de nouvelles, sur les déplacements ou le retour des mesures imposées auparavant aux entreprises, ou l'imposition de 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 » dans le présent rapport de gestion. 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 touchant les chaînes d'approvisionnement mondiales, comme celles affectant 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 des marchandises liées à la réduction ou à l'interruption de la production;
- une diminution des volumes de produits raffinés, de la demande de produits raffinés ou des taux d'utilisation des raffineries;
- 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 de 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, de clients et de partenaires 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 gravité et la durée de la pandémie, ainsi que la propagation du virus ou de l'un de ses variants ou la recrudescence des cas de contamination; les mesures prises pour contenir ou traiter la maladie causée par le coronavirus ou ses variants, le moment où elles sont prises, leur portée et leur efficacité, y compris la disponibilité, la distribution et l'efficacité des vaccins; et la vitesse à laquelle les activités économiques et commerciales pourront revenir à la normale et l'étendue de la reprise. L'incidence potentielle de la pandémie sur nos activités, nos résultats d'exploitation et notre situation financière pourrait s'aggraver au cours de l'exercice à venir par rapport à 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.

Nous avons pris 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. Nous continuons de suivre les directives reçues des gouvernements fédéraux et provinciaux ainsi que des autorités des États et de la santé publique. 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'écllosion de la COVID-19 dans l'un de nos milieux de travail. Malgré tous nos efforts, la pandémie de COVID-19 pourrait donner lieu à de nouveaux litiges, y compris des recours collectifs.

Risques financiers

Les risques financiers s'entendent du risque de perte ou d'occasion perdue découlant de la gestion financière et de conditions du marché. Les risques financiers comprennent notamment les fluctuations des prix des marchandises, les coûts de mise en valeur et les charges d'exploitation; les risques associés aux opérations de couverture de Cenovus; l'exposition aux contreparties; la disponibilité des capitaux et l'accès à des liquidités suffisantes; les risques liés aux notations de la société; et les variations des taux de change et des taux d'intérêt. Nous évaluons aussi les risques associés à la capacité de la société de verser un dividende aux actionnaires et les risques liés au contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF »). L'évolution de la gestion financière et des conditions du marché pourrait influencer sur un certain nombre de facteurs dont, notamment, les flux de trésorerie, la capacité de Cenovus à maintenir le ratio dette (dette nette)/BAIIA ajusté et le ratio dette (dette nette)/capitaux permanents souhaitables, la situation financière, les résultats d'exploitation et la croissance de Cenovus, le maintien de ses activités et de ses plans d'affaires actuels, la santé financière des contreparties de la société, sa capacité de mobiliser des capitaux et le coût des emprunts qu'elle contracte.

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, s'aggrave ou 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, entre autres, 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 et ont confirmé leur volonté d'assurer la stabilité du marché pétrolier malgré la réduction de la demande mondiale causée par la pandémie, les réductions fixées ont depuis été changées et rien ne garantit que ces pays et d'autres pays exportateurs de pétrole respecteront les réductions convenues ou 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

Le rendement financier de la société dépend dans une large mesure des prix du pétrole brut, des produits raffinés, du gaz naturel et des LGN en vigueur. Parmi les facteurs qui influent sur les prix du pétrole brut, on compte notamment l'offre et la demande mondiales et régionales de pétrole brut; la conjoncture économique mondiale, notamment les facteurs influant sur le commerce mondial; les mesures prises par les pays membres de l'OPEP et d'autres pays exportateurs de pétrole, notamment le respect ou le non-respect des quotas dont ont convenu les membres de l'OPEP et les décisions de l'OPEP de ne pas imposer de quota de production à ses membres; les mesures que prend le gouvernement de l'Alberta, notamment l'imposition, la modification ou l'annulation de restrictions sur la production de pétrole brut ou de l'allocation de production spéciale sur les expéditions de brut par train, de même que le respect ou non de ces restrictions ou de cette allocation; la mise en application de la réglementation gouvernementale et environnementale; l'opinion publique à l'égard de l'utilisation de ressources non renouvelables, dont le pétrole brut; la stabilité politique et la situation sociale des pays producteurs de pétrole; les contraintes liées à l'accès aux marchés et les interruptions de transport (par pipeline, par bateau ou par train); les prix et la disponibilité des sources de carburant de remplacement; le déclenchement d'une guerre; le début ou la poursuite d'une pandémie; les menaces terroristes; les progrès technologiques; les catastrophes naturelles; et les conditions climatiques.

La production de gaz naturel et de LGN de Cenovus est actuellement située dans l'Ouest canadien et en Asie-Pacifique. Parmi les facteurs qui influent sur les prix du gaz naturel de l'Ouest canadien, on dénombre notamment : l'offre et la demande en Amérique du Nord; les faits nouveaux sur le marché du gaz naturel liquéfié; le prix et la disponibilité des sources d'énergie de remplacement; la réglementation gouvernementale et environnementale; l'opinion publique à l'égard de l'utilisation de ressources non renouvelables, dont le gaz naturel et les LGN; les contraintes liées à l'accès aux marchés et les interruptions de transport; la conjoncture économique; les progrès technologiques; les catastrophes naturelles; et les conditions climatiques.

Les prix des produits raffinés sont touchés par un certain nombre de facteurs, tels que l'offre et la demande mondiales et régionales de produits raffinés; la concurrence pratiquée sur le marché; les niveaux de stocks de produits raffinés; la disponibilité de raffineries; les travaux d'entretien prévus et imprévus des raffineries; la réglementation environnementale actuelle et éventuelle relative à la production et à l'utilisation des produits raffinés; le prix et la disponibilité des sources d'énergie de remplacement; l'opinion publique à l'égard de l'utilisation des produits raffinés; les prix et la disponibilité des sources de carburant de remplacement; les progrès technologiques, les catastrophes naturelles; et les conditions climatiques. De plus, en ce qui concerne le niveau de la demande future (et les prix correspondants) du pétrole brut, des produits raffinés et du gaz naturel, un intérêt nettement plus marqué a récemment été démontré à l'égard du calendrier et du rythme de la transition vers une économie à plus faibles émissions de carbone. Voir la rubrique « Transition face aux changements climatiques – Demande et prix des marchandises » plus loin. Tous ces facteurs sont indépendants de la volonté de Cenovus et peuvent provoquer une forte volatilité des prix. Les variations des taux de change accentuent cette volatilité lorsque les prix des marchandises, qui sont généralement fixés en dollars américains, sont présentés en dollars canadiens.

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

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

Les fluctuations des prix des marchandises, les écarts de prix connexes et les marges de raffinage peuvent influencer sur notre capacité à atteindre les objectifs fixés, la valeur de nos actifs, nos flux de trésorerie et notre capacité à continuer d'exploiter notre entreprise et à financer nos projets. Une baisse importante ou prolongée des prix des marchandises pourrait nous empêcher de respecter l'ensemble de nos obligations financières lorsqu'elles deviennent exigibles et entraîner un retard ou l'annulation de programmes de construction, de mise en valeur ou de forage actuels ou futurs, la réduction de la production (indépendamment de toute restriction sur la production de pétrole brut imposée par le gouvernement de l'Alberta alors en vigueur) ou encore la non-utilisation d'engagements de transport à long terme et/ou une utilisation réduite des raffineries de Cenovus. 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.

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

Tel qu'il est mentionné dans le présent rapport de gestion, nous évaluons, à chaque date de clôture, la valeur comptable de nos actifs conformément aux IFRS. Si les prix du pétrole brut, des produits raffinés et du gaz naturel diminuent de façon marquée et demeurent peu élevés pour une période prolongée, ou si nos coûts de mise en valeur de ces ressources montent considérablement, la valeur comptable de nos actifs pourrait subir une dépréciation, ce qui pourrait avoir un effet défavorable sur notre résultat net.

Nous atténuons notre exposition au risque lié aux prix des marchandises au moyen de l'intégration de nos activités, du recours à des instruments financiers, de contrats à livrer, d'engagements en matière d'accès au marché et généralement de notre accès à des facilités de crédit engagées. Cenovus a parfois recours à des instruments dérivés pour gérer son exposition à la volatilité des prix d'une partie de ses produits raffinés, de sa production de pétrole et de gaz, ainsi que de ses stocks ou de ses volumes transportés sur de longues distances. Les notes 35 et 36 annexes aux états financiers consolidés et la rubrique « Activités de couverture » ci-après 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, des produits raffinés et du gaz naturel demeurent faibles pour une période prolongée, ou si nos coûts de mise en valeur de ces ressources montent considérablement, la valeur comptable de nos actifs pourrait subir une dépréciation, ce qui pourrait avoir un effet défavorable sur notre résultat net.

Coûts de mise en valeur et charges d'exploitation

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

Activités de couverture

La politique de gestion des risques associés aux marchés de Cenovus, qui a été approuvée par le conseil, permet à la direction d'avoir recours à des instruments dérivés – contrats à terme négociés en bourse, options de vente ou d'achat de marchandises et autres instruments approuvés, au besoin – pour atténuer l'incidence des variations des

prix du pétrole brut et du gaz naturel, des écarts sur le pétrole brut, des prix de l'approvisionnement en diluants ou en condensats et des écarts sur ceux-ci, des marges sur les produits raffinés et des marges de craquage, ainsi que des variations des taux de change et des taux d'intérêt. Cenovus peut également conclure des engagements fermes visant l'achat ou la vente de pétrole brut, de gaz naturel et de produits raffinés. Cenovus utilise aussi des instruments dérivés sur différents marchés d'exploitation en vue d'optimiser les coûts d'approvisionnement ou la vente de sa production.

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

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

La société atténue son exposition au risque lié aux prix des marchandises au moyen de l'intégration de ses activités, du recours à des instruments financiers, de contrats à livrer et d'engagements en matière d'accès au marché. Les notes 3, 35 et 36 annexes aux états financiers consolidés présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels nous avons recours, comme leur classement, les hypothèses formulées lors de l'établissement de leur juste valeur et une analyse plus approfondie des risques qu'ils comportent et de la gestion de ces risques.

Incidence des activités de gestion des risques financiers

En 2020, en ce qui concerne les 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 ainsi que par les activités de couverture liées au transport du brut et des condensats. 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 pertes latentes sur les instruments financiers liés au pétrole brut pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, en raison principalement des variations des prix des marchandises par rapport aux prix à la clôture de l'exercice précédent 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.

Sensibilités – Positions de gestion des risques

Le tableau ci-dessous résume les sensibilités de la juste valeur des positions de gestion des risques aux fluctuations des prix des marchandises, toutes les autres variables étant par ailleurs maintenues constantes. La direction est d'avis que les fluctuations de prix indiquées dans ce tableau représentent une mesure raisonnable de la volatilité. L'incidence des fluctuations des prix des marchandises sur les positions de gestion des risques en cours de la société aurait pu entraîner la comptabilisation de profits ou de pertes latents ayant une incidence sur le résultat avant impôt comme suit :

	Fourchette de sensibilité	Augmentation	Diminution
Prix du pétrole brut	± 5,00 \$ US/b sur les couvertures basées sur le WTI et les condensats	(44)	44
Prix différentiel du pétrole brut	± 2,50 \$ US/b sur les couvertures différentielles basées sur la production	(2)	2

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les positions de gestion des risques de Cenovus, se reporter aux notes 35 et 36 annexes aux états financiers consolidés.

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 approuvée par notre conseil.

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 varient. Ces risques sont gérés au moyen de limites de couverture approuvées conformément à notre politique de gestion des risques associés aux marchés.

Exposition aux contreparties

Dans le cours normal des activités, nous nouons des relations contractuelles avec des fournisseurs, des partenaires, des prêteurs et d'autres contreparties en vue de la fourniture et de la vente de produits et de services. Si ces contreparties ne remplissent pas leurs obligations contractuelles en temps voulu, nous pourrions subir des pertes financières, devoir retarder nos plans de mise en valeur ou devoir renoncer à d'autres occasions pouvant avoir une incidence importante sur notre santé financière et nos résultats d'exploitation.

Crédit, liquidité et possibilité d'obtenir un financement

L'expansion future de l'entreprise de Cenovus peut être tributaire de sa capacité à obtenir des capitaux supplémentaires, y compris du financement par emprunt et par capitaux propres. Entre autres choses, des marchés des capitaux imprévisibles, une baisse prolongée des prix des marchandises, des changements touchant les fondamentaux du marché, les activités commerciales, l'opinion des investisseurs ou des prêteurs à l'égard de notre entreprise ou du secteur dans lequel nous exerçons nos activités ou la cote de crédit de la société, ou encore d'importantes dépenses imprévues, pourraient freiner la capacité de la société à obtenir un financement rentable et à le conserver. L'incapacité d'avoir accès à des capitaux ou d'y avoir accès selon des modalités acceptables pourrait entraver la capacité de Cenovus de réaliser des dépenses d'investissement futures, de maintenir le ratio dette (dette nette)/BAIIA ajusté et le ratio dette (dette nette)/capitaux permanents souhaitables et de s'acquitter de l'ensemble de ses obligations financières lorsqu'elles deviennent exigibles, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa capacité de respecter diverses clauses restrictives de nature financière et opérationnelle, ses notations et sa réputation.

Notre capacité à assurer le service de la dette dépendra entre autres de notre rendement financier et opérationnel futur, sur lequel influenceront les conditions économiques, commerciales, du marché et d'autres conditions, dont certaines sont indépendantes de notre volonté. Si nos résultats d'exploitation et résultats financiers ne suffisent pas à assurer le service de la dette actuelle ou future, nous pourrions être forcés de prendre des mesures comme la réduction des dividendes ou l'interruption de leur versement, la limitation ou le report d'activités commerciales, d'investissements ou de dépenses d'investissement, la vente d'actifs, la restructuration ou le refinancement de la dette ou la recherche de capitaux propres supplémentaires, dont les modalités pourraient être moins favorables.

Nous atténuons notre risque de liquidité par la gestion active de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, des facilités de crédit disponibles et de l'accès aux marchés des capitaux.

Nous sommes tenus de respecter diverses clauses restrictives de nature financière et opérationnelle aux termes de nos facilités de crédit et des actes de fiducie régissant nos titres d'emprunt. Nous examinons régulièrement les clauses restrictives pour en assurer le respect. Si nous ne nous conformons pas à ces clauses restrictives, notre accès à des capitaux pourrait être restreint ou le remboursement des emprunts pourrait être accéléré.

Notations

Les agences de notation évaluent régulièrement notre société ainsi que la structure de son capital, et leurs notations sont fonction de notre santé financière et opérationnelle et d'un certain nombre de facteurs qui sont en partie indépendants de notre volonté, comme les circonstances touchant le secteur du pétrole et du gaz en général, les risques pour le secteur liés aux changements climatiques et à la transition énergétique et la conjoncture économique. Rien ne garantit qu'une ou que plusieurs de nos notations ne seront pas abaissées ou carrément retirées par une agence de notation.

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

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

Taux de change

Les fluctuations des taux de change peuvent avoir une incidence sur nos résultats, puisque les prix mondiaux du pétrole brut, des produits raffinés et du gaz naturel sont généralement fixés en dollars américains, alors qu'un bon nombre des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement de la société sont en dollars canadiens. Une variation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain fera augmenter ou diminuer les produits des activités ordinaires, libellés en dollars canadiens, provenant de la vente du pétrole et des produits raffinés de la société, ainsi que d'une partie de ses ventes de gaz naturel. De plus, une variation de la valeur du dollar canadien par rapport à la valeur du dollar américain entraînera une augmentation ou une diminution de notre dette libellée en dollars américains et des frais d'intérêts connexes, exprimés en dollars canadiens. Il nous arrive de conclure des transactions visant à gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change. Toutefois, les fluctuations des taux de change, qui restent indépendants de notre volonté, pourraient avoir un effet défavorable important sur nos flux de trésorerie, nos résultats d'exploitation et notre situation financière.

Taux d'intérêt

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

Il nous arrive de conclure des transactions visant à gérer notre exposition aux fluctuations des taux d'intérêt.

Versement de dividendes et rachat de titres

Le versement de dividendes, le maintien du régime de réinvestissement des dividendes de Cenovus et tout rachat éventuel de nos titres sont à la discrétion du conseil d'administration et dépendent, entre autres, de notre rendement financier, des clauses restrictives de nos emprunts, des résultats positifs aux tests de solvabilité, de notre capacité à respecter nos obligations financières lorsqu'elles deviennent exigibles, de nos besoins en fonds de roulement, de nos obligations fiscales futures, de nos besoins de capitaux futurs, des prix des marchandises et des autres facteurs de risque et commerciaux décrits dans le présent rapport de gestion.

Contrôles et procédures de communication de l'information et CIIF

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

Risque d'exploitation

Les risques d'exploitation ont un effet sur notre capacité à poursuivre nos activités dans leur cours normal. Nos activités sont assujetties aux risques qui menacent généralement le secteur de l'énergie. Pour atténuer les risques auxquels nous sommes exposés, nous nous sommes dotés d'un ensemble de normes, de pratiques et de procédures qui sert à cerner, à évaluer et à atténuer les risques liés à la sécurité, à l'exploitation et à l'environnement à tous les niveaux de l'exploitation. En outre, nous nous efforçons de réduire le risque d'exploitation en maintenant une couverture d'assurance complète relativement à nos actifs et à nos activités. Toutefois, rien ne garantit le montant qui sera recouvré, le cas échéant, ni le calendrier de versement aux termes de nos polices d'assurance couvrant les pertes associées à certains événements et risques. Nous disposons d'une protection d'assurance pour un certain nombre de risques et de dangers, mais il est possible que certaines pertes ou obligations pouvant découler de nos biens ou de nos activités ne soient pas couvertes ou ne le soient pas en totalité.

Santé et sécurité

L'exploitation de nos biens comporte des dangers liés à la découverte, à la récupération, au transport, au raffinage, au traitement et à la commercialisation d'hydrocarbures, y compris des éruptions, des incendies, des explosions, des incidents impliquant un wagon ou un déraillement, des fuites de gaz, la migration de substances nocives, la rupture du confinement, des rejets ou des déversements, provenant notamment des navires se trouvant aux terminaux ou aux carrefours ou d'une fuite d'un pipeline ou autre, la corrosion, les épidémies ou les pandémies, et les catastrophes comme les guerres, les phénomènes météorologiques extrêmes, les catastrophes naturelles, les actes de vandalisme et de terrorisme, et les autres accidents ou dangers qui peuvent survenir sur les sites commerciaux ou industriels ou dans le cadre du transport à destination ou en provenance de ces sites. Chacun de ces dangers peut interrompre les activités, nuire à la réputation de la société, causer des blessures corporelles ou des décès, entraîner la perte ou l'endommagement du matériel, des biens, des systèmes de technologie d'information et des systèmes de données et de contrôle connexes, provoquer des atteintes à l'environnement, y compris la pollution de l'eau, de la terre ou de l'air, et donner lieu à des amendes, des poursuites civiles ou des accusations criminelles à l'encontre de Cenovus, et pourrait entraîner un effet défavorable significatif sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie et notre réputation.

Incidents aériens

Les activités extracôtières de Cenovus au Canada et en Chine s'appuient sur des déplacements réguliers par hélicoptère. Un accident d'hélicoptère entraînant la perte de vies humaines, la fermeture d'installations ou des mesures réglementaires pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités. Ce risque est géré au moyen de processus de gestion des opérations aériennes. Des examens sur la sécurité aérienne sont menés par des spécialistes indépendants afin de vérifier si les fournisseurs de services par hélicoptère respectent les normes de Cenovus et du secteur en ce qui a trait à la sécurité aérienne. Les examens comprennent une évaluation du type d'aéronef, de l'efficacité des systèmes de gestion de la sécurité et de l'entretien et des programmes de compétences et de formation destinés aux fonctions critiques d'exploitation des hélicoptères. Les hélicoptères nolisés en soutien des activités extracôtières de Cenovus doivent être adaptés selon leur utilisation et, par conséquent, ils sont dotés de multiples systèmes redondants permettant de réagir à un vaste éventail d'urgences en vol. Des mesures additionnelles propres à l'environnement d'exploitation difficile de la société sont décrites dans les exigences de conception de la société et comprennent notamment des systèmes de dégivrage et des dispositifs de flottaison d'urgence adaptés à la hauteur maximale permise des vols en mer. Les pilotes savent s'adapter à ces situations d'urgence potentielles grâce à une formation régulière sur appareil réel et en simulateur qui atteint les meilleures pratiques du secteur.

Gestion des glaces

Bien que des mesures exhaustives soient en place pour prévenir les incidents liés à la glace en mer et aux icebergs, nos activités extracôtières sont exposées à un risque d'incidents causés par des icebergs qui peuvent interrompre nos activités, nuire à notre réputation, entraîner la perte de vies, des blessures corporelles ou des dommages au matériel ou à l'environnement, et donner lieu à des mesures réglementaires ou à des litiges contre nous. Nous avons mis en place plusieurs politiques pour protéger les personnes, le matériel et l'environnement en cas de conditions climatiques extrêmes et de conditions de glace défavorables. Nous avons élaboré des lignes directrices en cas de conditions météorologiques défavorables pour le navire de production, de stockage et de déchargement en mer SeaRose et nous continuons de gérer les risques physiques par la conception de dispositifs résistant aux conditions climatiques extrêmes.

Nos activités dans la région de l'Atlantique obéissent à un rigoureux programme de gestion des glaces qui fait appel à des ressources variées, y compris un avion utilisé par le secteur pour la surveillance des glaces, et qui prévoit des relations synergiques avec des organismes gouvernementaux, notamment Environnement et Changement climatique Canada, la Garde côtière canadienne et le Service canadien des glaces. En outre, les exploitants dans la région de l'Atlantique ont recours à des navires de ravitaillement et de soutien pour gérer activement les glaces et les icebergs. Nous maintenons également des relations de nature ponctuelle avec des entrepreneurs, ce qui permet la mobilisation rapide de ressources supplémentaires au besoin. Nous évaluons régulièrement tous les aspects de notre programme de gestion des glaces afin de nous assurer qu'il continue d'évoluer à mesure que de nouvelles informations sur les caractéristiques des glaces et des icebergs sont connues et que de nouvelles technologies sont élaborées.

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

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

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

Rien ne garantit que le transport ferroviaire du pétrole brut, le transport maritime et d'autres formes de transport de la production de la société suffiront à combler les écarts provoqués par les contraintes opérationnelles sur le réseau de pipelines. De plus, le transport ferroviaire du pétrole brut ou le transport maritime de Cenovus peuvent être touchés par des retards du service, une météo inclemente, une indisponibilité des wagons, un déraillement de wagons ou d'autres incidents de transport ferroviaire ou maritime qui pourraient avoir une incidence défavorable sur ses volumes de vente de brut ou le prix reçu pour son produit ou compromettre la réputation de la société ou engager sa responsabilité civile ou causer des décès ou des blessures corporelles, la perte de matériel ou de biens ou des dommages à l'environnement. En outre, la réglementation du transport ferroviaire et maritime est constamment revue pour assurer la sécurité de l'exploitation de la chaîne d'approvisionnement. Si les règlements changent, les

coûts engagés pour s'y conformer se répercuteront probablement sur les utilisateurs du transport ferroviaire ou maritime, ce qui pourrait influencer sur notre capacité à expédier du pétrole brut par train ou par bateau ou sur les facteurs économiques associés à ces types de transport. Finalement, les arrêts prévus ou imprévus dans les activités de nos raffineries ou des clients de nos raffineries peuvent limiter notre capacité à livrer des produits, ce qui aurait des conséquences défavorables sur les ventes et les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation.

Questions liées à l'exploitation

Nos activités sont exposées à tous les risques généralement liés i) au stockage, au transport, au traitement et à la commercialisation du pétrole brut, des produits raffinés, du gaz naturel et d'autres produits connexes; ii) au forage et à la complétion de puits de pétrole brut et de gaz naturel; iii) à l'exploitation et à la mise en valeur de biens de pétrole brut et de gaz naturel; et iv) à l'exploitation de raffineries, de terminaux, de pipelines et d'autres installations de transport et de distribution. Ces risques comprennent notamment la rencontre de formations ou de pressions inattendues, les diminutions prématurées de pression ou de productivité dans les réservoirs, les incendies, les explosions, les éruptions, la rupture du confinement, les fuites de gaz, les pannes de courant, la migration de substances nocives dans les systèmes de distribution d'eau, les déversements de pétrole, les flux incontrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de fluides de puits, l'omission de suivre les procédures d'exploitation ou de respecter les paramètres d'exploitation établis, les mauvaises conditions climatiques, la pollution, l'englacement et autres événements similaires, les défaillances ou les pannes de l'équipement, des pipelines, des installations, des systèmes d'information et des processus, le fonctionnement de l'équipement à des niveaux inférieurs à ceux initialement prévus (en raison d'une mauvaise utilisation, d'une dégradation imprévue ou de défaillances dans la conception, la construction ou la fabrication), des rejets ou des déversements provenant des activités extracôticières ou des navires ou d'autres incidents de transport maritime, les incidents impliquant des wagons ou leur déraillement, l'incapacité de conserver des stocks suffisants de pièces de rechange, l'altération des systèmes de technologie de l'information et de contrôle et des données qu'ils contiennent, une erreur de l'exploitant, les conflits de travail, les litiges avec des exploitants d'installations et des transporteurs interconnectés, les perturbations de l'exploitation ou de la répartition de la capacité des systèmes ou des raffineries de tiers pouvant empêcher l'utilisation intégrale des installations et des pipelines de la société, des déversements aux terminaux et aux carrefours de transport par camion, des déversements associés au chargement et au déchargement de substances potentiellement nocives sur des camions, la perte de produits, l'indisponibilité de charges d'alimentation, le prix et la qualité des charges d'alimentation, les épidémies ou les pandémies et les catastrophes, comme la guerre, les phénomènes climatiques extrêmes, les catastrophes naturelles, les actes de sabotage et d'autres événements semblables.

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

Nous ne souscrivons pas d'assurance contre toutes les éventualités et perturbations possibles pouvant toucher nos actifs ou nos activités, et rien ne garantit que notre protection d'assurance sera disponible ou suffisante pour couvrir entièrement toutes les demandes de règlement pouvant découler de telles éventualités ou perturbations. Nos activités pourraient également être interrompues en raison de catastrophes naturelles ou d'autres événements indépendants de notre volonté. La survenue d'un événement qui ne serait pas entièrement couvert par nos polices d'assurance pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Cenovus.

Remplacement des réserves et estimation des réserves

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

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

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

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

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

Gestion des coûts

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

Le coût ou la disponibilité du matériel d'exploitation pétrolière et gazière pourrait avoir une incidence défavorable sur notre capacité d'entreprendre des projets de prospection, de mise en valeur et de construction. Le secteur pétrolier et gazier est de nature cyclique et est touché régulièrement par des pénuries de matériel et de services, notamment les installations de forage, les services géologiques et géophysiques, les services d'ingénierie et de construction, ainsi que les matériaux de construction. Ces matériaux et services peuvent ne pas être disponibles à des prix raisonnables au moment voulu. Sans compromettre la sécurité, la qualité générale et l'empreinte environnementale, nous agrandissons continuellement notre liste de fournisseurs autorisés afin de permettre un accès constant à des matériaux, du matériel et des services, tout en maintenant une structure de coûts concurrentielle grâce à des stratégies d'atténuation des hausses de coûts. L'incapacité à obtenir l'équipement nécessaire à nos activités ou à l'obtenir au prix et dans les délais prévus pourrait avoir une incidence défavorable sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Concurrence

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

Réalisation de projets

Cenovus gère divers projets pétroliers, gaziers et de raffinage dans l'ensemble de son portefeuille mondial, y compris la reconstruction actuelle de notre raffinerie Superior. Le large éventail des risques associés à la mise en valeur et à l'exécution de projets, de même qu'à la mise en service et à l'intégration de nouvelles installations aux actifs existants, peuvent avoir une incidence sur la viabilité économique des projets de la société. Ces risques comprennent notamment la capacité de Cenovus à obtenir les approbations environnementales et réglementaires nécessaires, sa capacité à obtenir les accès ou à conclure les ententes d'utilisation des terres s'y rapportant à des modalités favorables, les risques relatifs aux échéanciers, aux ressources et aux coûts, y compris la disponibilité et le coût des matériaux, de l'équipement et de main-d'œuvre qualifiée, l'incidence de la conjoncture générale et de la situation générale de l'entreprise et des marchés, l'incidence des conditions climatiques, les risques liés à l'exactitude des estimations de coûts des projets, la capacité de la société à obtenir des capitaux et à financer ses investissements

et ses charges, sa capacité à repérer et à réaliser des opérations stratégiques, les répercussions de la COVID-19 sur l'exécution et l'échéancier des projets et l'incidence de l'évolution de la réglementation des pouvoirs publics et des attentes du public relativement à l'effet des activités pétrogazières sur l'environnement. La mise en service et l'intégration de nouvelles installations aux actifs existants de la société pourraient retarder l'atteinte des cibles et des objectifs de performance. L'incapacité de gérer ces risques efficacement pourrait nuire considérablement à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation et à nos flux de trésorerie et avoir une incidence sur notre performance au chapitre de la sécurité et de l'environnement, ternissant de ce fait notre réputation et nuisant à l'acceptabilité sociale de nos activités.

Risques relatifs aux partenaires

Certains de nos actifs ne sont pas exploités ni contrôlés par Cenovus ou sont détenus en partenariat avec des tiers, notamment par l'intermédiaire de coentreprises. Par conséquent, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie pourraient subir l'incidence des mesures d'exploitants tiers ou de partenaires, et notre capacité à contrôler et à gérer les risques pourrait être réduite. Nous nous fions au jugement de nos partenaires et à leur expertise en matière d'exploitation en ce qui a trait à l'exploitation de ces actifs et pour obtenir des renseignements sur l'état de ces actifs et sur les résultats d'exploitation connexes. Toutefois, à certains moments, nous dépendons de nos partenaires pour mener à bien l'exécution de divers projets.

Nos partenaires peuvent avoir des objectifs et des intérêts qui ne correspondent pas aux nôtres ou qui peuvent entrer en conflit avec les nôtres. Rien ne garantit que les demandes ou les attentes futures de Cenovus relativement à ces actifs seront comblées ou qu'elles le seront en temps opportun. S'il survenait un différend avec un ou plusieurs de nos partenaires au sujet de la mise en valeur et de l'exploitation d'un projet ou si un ou plusieurs de nos partenaires n'étaient pas en mesure de financer leur part contractuelle des dépenses d'investissement, un projet pourrait être retardé et Cenovus pourrait être responsable, en partie ou en totalité, de la part du projet revenant aux partenaires en faute.

Technologie de DGMV

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

Systèmes d'information

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

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

Cenovus pourrait également être victime d'une cyberfraude au moyen de laquelle des fraudeurs tenteraient de prendre le contrôle des communications électroniques ou de se faire passer pour un membre du personnel interne ou un partenaire d'affaires dans le but de transférer des paiements ou des actifs financiers vers des comptes gérés par les fraudeurs. Si un fraudeur parvenait à déjouer les mesures de cybersécurité et les contrôles des processus

d'affaires de Cenovus, cette dernière pourrait subir des pertes financières, devoir engager des coûts de remise en état et de reprise des activités, et sa réputation pourrait être entachée.

Menaces à la sécurité et menaces terroristes

Les menaces à la sécurité ainsi que les activités terroristes ou militantes peuvent avoir une incidence sur notre personnel et donner lieu à des blessures, à des pertes de vie, à de l'extorsion, ainsi qu'à des prises d'otages, à des enlèvements ou à des séquestrations. Une menace à la sécurité, des attaques terroristes ou des activités militantes visant une installation, un terminal, un pipeline, un réseau ferroviaire, un bureau, un navire océanique ou une installation en mer, détenus ou exploités par Cenovus ou un de ses partenaires, pourraient entraîner l'interruption ou la cessation de volets clés de nos activités. L'issue d'incidents semblables pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos résultats d'exploitation, notre situation financière et notre stratégie commerciale. Le risque pour les employés et les membres du conseil d'administration découlant des troubles sociaux persistants à Hong Kong est géré grâce à la réduction des déplacements et à une surveillance et un suivi plus serrés de la situation. Nos employés ou contractuels qui vont ou travaillent en Chine courent le risque d'être détenus ou incarcérés. Par conséquent, l'évaluation de la pertinence des déplacements vers la Chine est devenue un processus d'affaires.

Dirigeants et personnel

La prospérité de la société relève de la direction et de son leadership tout autant que de la qualité et de la compétence du personnel. Si la société ne parvient pas à retenir les membres clés de son personnel et ses salariés talentueux ou à attirer et à retenir de nouveaux salariés talentueux possédant le leadership et les compétences professionnelles techniques nécessaires, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et son rythme de croissance pourraient en pâtir de manière significative.

Litiges

À l'occasion, nous pourrions faire l'objet de demandes, de différends et de litiges découlant de nos activités. Les réclamations dans le cadre de tels litiges pourraient être importantes ou indéterminées. Différents types de réclamations pourraient être présentées, portant notamment sur le défaut de respecter les lois et règlements applicables, les dommages environnementaux, la violation de contrat, la négligence, la responsabilité du fait des produits, les règles antitrust, la corruption, les impôts, les recours collectifs concernant les valeurs mobilières, les actions en justice dérivées, la contrefaçon de brevet et les questions liées à l'emploi. Nous pourrions être tenus d'affecter des fonds et des ressources importantes à la défense de tels litiges, qui pourraient donner lieu à une décision défavorable susceptible d'entraîner des amendes, des sanctions, le versement de dommages pécuniaires, l'interruption temporaire des activités ou l'incapacité de réaliser certaines opérations ou transactions. Il peut être difficile d'évaluer ou de quantifier l'issue de telles réclamations, issue qui pourrait comporter une incidence défavorable importante sur notre réputation, notre situation financière et nos résultats d'exploitation. En outre, nous pourrions être partie à des litiges liés aux changements climatiques ou en subir les répercussions. Se reporter à la rubrique « Litiges liés aux changements climatiques » pour en savoir plus.

Revendications territoriales et de droits autochtones

L'opposition manifestée par des groupes autochtones à l'égard de nos activités d'exploitation, de mise en valeur ou de prospection dans l'un ou l'autre des territoires où nous exerçons nos activités pourrait avoir des répercussions négatives sur nous en ce qui a trait à la perception que le public a de nous, au détournement du temps et des ressources de la direction et aux frais juridiques et de services-conseils, et ainsi nuire à nos progrès et à notre capacité de prospector et de mettre en valeur des biens.

Certains groupes autochtones ont des droits issus de traités, des titres et des droits ancestraux, établis ou revendiqués, visant des portions du Canada. Certaines revendications de droits ancestraux et de droits issus de traités, qui peuvent comprendre des revendications de titres ancestraux, sont en suspens et visent des terres où Cenovus exerce des activités. Ces revendications, si elles sont jugées légitimes, pourraient avoir une incidence défavorable significative sur les activités de Cenovus ou le rythme de sa croissance. Il est impossible de garantir que les terrains qui ne sont pas visés à l'heure actuelle par des revendications présentées par des groupes autochtones ne le seront pas à leur tour.

Les gouvernements fédéral et provinciaux du Canada ont l'obligation de consulter les peuples autochtones lorsqu'ils envisagent de prendre des mesures qui pourraient avoir une incidence défavorable sur des droits ancestraux ou issus de traités, établis ou prouvés, et, dans certains cas, d'accéder à leurs demandes. La portée de l'obligation de consulter qui lie les gouvernements fédéral et provinciaux varie selon les circonstances et fait souvent l'objet de litiges. Remplir l'obligation de consulter les peuples autochtones et, le cas échéant, d'accéder à leurs demandes pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la capacité de Cenovus d'obtenir ou de renouveler des permis, des concessions, des licences et d'autres approbations, ou de respecter les modalités de ces approbations, ou augmenter les délais pour obtenir ou renouveler lesdits permis, concessions, licences et approbations. De plus, le gouvernement fédéral a présenté un projet de loi visant la mise en œuvre de la *Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones* (la « DNUDPA »). D'autres territoires canadiens ont également présenté ou adopté des projets de loi similaires, ou ont commencé à prendre en considération les principes et les objectifs de la DNUDPA, ou pourraient le faire à l'avenir. Les moyens et les échéanciers de mise en œuvre de la DNUDPA par le gouvernement sont incertains; d'autres processus pourraient être créés ou des lois pourraient être modifiées ou promulguées relativement à la mise

en valeur et aux activités de projets, ce qui augmente encore l'incertitude à l'égard des échéanciers et des exigences à respecter pour obtenir les approbations réglementaires des projets.

Risques liés à la réglementation

Le secteur pétrolier et gazier et celui du raffinage en général et nos activités en particulier sont assujettis à la réglementation et à l'intervention des gouvernements en vertu des lois fédérales, provinciales, territoriales, étatiques et municipales, dans les pays dans lesquels nous menons des activités d'exploitation, de mise en valeur ou de prospection, relativement à des questions portant, entre autres, sur le régime foncier, les permis accordés aux projets de production, les redevances, les taxes et impôts (dont l'impôt sur le résultat), les droits à verser aux gouvernements, les taux de production, les contrôles de protection de l'environnement, la protection de certaines espèces ou de certains terrains, les affectations du sol provinciales et fédérales, la réduction des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») et d'autres émissions, l'exportation du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits, le transport ferroviaire de pétrole brut ou le transport maritime, l'attribution ou l'acquisition de participations de prospection et de production, de participations visant des sables bitumineux ou d'autres participations, l'imposition d'obligations particulières en matière de forage, le contrôle sur la mise en valeur ou l'aménagement et l'abandon et la remise en état de champs (y compris les restrictions relatives à la production) et/ou d'installations, et l'expropriation ou l'annulation possible des droits contractuels. La mise en œuvre de nouvelles réglementations ou la modification de réglementations existantes pourraient avoir une incidence sur nos projets en cours et prévus ou faire augmenter les dépenses d'investissement, les charges d'exploitation ou de conformité, ce qui pourrait avoir un effet négatif sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Autorisations des organismes de réglementation

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

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

Cenovus est assujettie à des obligations concernant l'abandon, la remise en état et l'assainissement (« ARA ») des actifs pétroliers et gaziers dans nos activités d'exploitation, de mise en valeur et de prospection, y compris les obligations imposées par la réglementation fédérale, provinciale, territoriale, étatique et municipale des pays dans lesquels nous menons des activités d'exploitation, de mise en valeur et de prospection.

En Alberta, le régime de responsabilité ARA comprend l'Orphan Well Fund, géré par l'Orphan Well Association (l'« OWA »). L'OWA, qui administre les actifs orphelins, est financée à même les droits imposés aux titulaires de permis, dont Cenovus, en fonction de leur quote-part dans les obligations réputées d'ARA relativement aux installations de pétrole et de gaz, aux puits et aux sites non remis en état en Alberta. La valeur globale des obligations d'ARA assumées par l'OWA a augmenté au cours des dernières années et se maintiendra à ces niveaux élevés jusqu'à ce que l'OWA ait démantelé un nombre important de puits orphelins. En juin 2020, les pouvoirs de l'OWA ont été élargis pour lui permettre de gérer plus efficacement et d'accélérer le nettoyage des puits orphelins et des infrastructures afférentes. Ainsi, dans certaines circonstances, l'OWA pourrait agir en tant qu'exploitant et prendre en charge la production des puits abandonnés. Le programme de restauration des sites (Site Rehabilitation Program) de l'Alberta Energy Regulator (AER) finance jusqu'à concurrence de un milliard de dollars de projets d'abandon et de remise en état admissibles jusqu'au 31 décembre 2022, mais on ne sait comment ce programme, ou la récente expansion des capacités de l'OWA, influera sur les obligations futures des puits orphelins qui entrent dans le champ d'administration de l'OWA. L'OWA pourrait chercher un financement additionnel pour ces obligations auprès des participants du secteur, notamment Cenovus.

L'AER dispose d'un large pouvoir discrétionnaire quant aux notations de gestion du passif, à l'admissibilité aux permis et à leur transfert. Les titulaires de permis qui sont considérés à risque élevé et/ou ceux qui ont des obligations d'ARA élevées relativement à leur base d'actifs pourraient être touchés par des exigences financières accrues, y compris les contreparties potentielles envers Cenovus. Cette situation pourrait entraîner des insolvabilités dans l'avenir, donc une croissance des actifs orphelins. De plus, cela pourrait avoir une incidence sur la capacité de Cenovus à transférer nos licences, nos approbations ou nos permis et entraîner un accroissement des coûts et des retards ou mener à la modification de projets ou de transactions ou à leur abandon.

Cenovus a établi un programme de surveillance continue de l'environnement aux emplacements de détail que nous détenons ou louons; des mesures d'assainissement sont prises au besoin. Le coût de ces mesures d'assainissement dépend de facteurs incertains tels que l'ampleur et le type des mesures requises. En raison de l'incertitude inhérente

au processus d'estimation, il est possible que les estimations existantes doivent être revues et que les conditions en vigueur à certains emplacements de détail occasionnent des coûts dans l'avenir. Ces coûts futurs ne peuvent être déterminés en raison de l'incertitude entourant l'échéancier et l'ampleur des mesures d'assainissement qui pourraient être nécessaires.

Pour l'exploitation extracôtière, la valeur actualisée des coûts d'abandon et de démantèlement des puits et installations au large est estimée en fonction des règlements, procédures et coûts actuels pour le démantèlement, la majorité des travaux devant être effectuée vers 2030. Il est possible que ces coûts varient radicalement avant le démantèlement, en raison des changements à la réglementation et à la technologie ainsi qu'à l'accélération du calendrier de démantèlement et à l'inflation, entre autres variables.

L'incidence pour Cenovus de toute décision relevant de la loi, de la réglementation ou des politiques sur le régime de responsabilité ARA dans les juridictions dans lesquelles nous menons des activités d'exploitation, de mise en valeur ou de prospection ne peut être établie de manière fiable et précise, mais le recouvrement des coûts ou d'autres mesures prises par les organismes de réglementation concernés pourraient avoir des répercussions sur Cenovus et influencer de manière défavorable et importante sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie, entre autres.

Régimes de redevances

Nos flux de trésorerie peuvent être directement touchés par des modifications des régimes de redevances. Les gouvernements des pays dans lesquels nous détenons des actifs productifs reçoivent des redevances relativement à la production d'hydrocarbures sur des terrains à l'égard desquels ils détiennent respectivement les droits miniers et que Cenovus produit en vertu d'une entente avec chacun des gouvernements. La réglementation gouvernementale visant les redevances peut être modifiée pour de nombreuses raisons, notamment politiques. Au Canada, un impôt minier est prélevé dans certaines provinces sur la production d'hydrocarbures provenant de terrains qui ne sont pas des terres de la Couronne. L'éventualité de modifications des régimes de redevances et d'impôts miniers applicables dans les juridictions où Cenovus exerce des activités ou des changements à la façon dont sont interprétés et appliqués les régimes de redevances actuels par les gouvernements concernés crée de l'incertitude relativement à la capacité d'estimer avec précision les taux de redevances futurs ou les impôts miniers futurs et pourrait avoir une incidence marquée sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Une augmentation des taux de redevance ou d'impôts miniers dans les juridictions dans lesquelles nous détenons des actifs productifs réduirait nos bénéfices et pourrait rendre non rentables, dans la juridiction en cause, les dépenses d'investissement futures ou les activités actuelles. Une augmentation importante des redevances ou des impôts miniers pourrait réduire la valeur de nos actifs connexes.

Accord Canada-États-Unis-Mexique (« ACEUM »)

Le 1^{er} juillet 2020, le nouvel ACEUM est entré en vigueur, remplaçant l'Accord de libre-échange nord-américain (« ALENA »). Selon un résumé technique des résultats de la négociation liée au secteur de l'énergie, publié par le gouvernement du Canada, l'ACEUM comprend une modification à la règle d'origine pour permettre la présence d'un maximum de 40 % de diluants non originaires qui sont ajoutés aux fins du transport dans les pipelines sans que cela ait d'incidence sur le statut initial du pétrole, ce qui permettra aux produits canadiens expédiés aux États-Unis d'être plus facilement admissibles au traitement en franchise de droits. La lettre sur l'énergie négociée entre le Canada et les États-Unis en marge de l'ACEUM prévoit aussi des mesures de transparence en matière de réglementation et un traitement non discriminatoire en ce qui concerne l'accès aux installations de transmission électrique et aux réseaux de pipelines, ce qui pourrait constituer un avantage pour le secteur canadien du pétrole lourd. Comme on ne sait pas encore comment les certifications peuvent être étayées efficacement, cette disposition constitue une amélioration par rapport à la règle d'origine de l'ALENA.

Les dispositions relatives au règlement des différends investisseur-État ne sont plus disponibles pour protéger les investissements futurs des Canadiens aux États-Unis et les investissements américains au Canada. Pendant trois ans après l'extinction de l'ALENA, les investissements antérieurs seront couverts par les dispositions relatives au mécanisme de règlement des différends prévues au chapitre 11 de l'ALENA.

Risque lié à la main-d'œuvre

Cenovus emploie une main-d'œuvre syndiquée pour l'exploitation de certaines installations. Des relations difficiles avec les employés et des conflits de travail pourraient entraver l'exploitation de ces installations. Au 1^{er} février 2021, près de 6,1 % de nos employés étaient représentés par des syndicats en vertu des conventions collectives en vigueur pour les filiales d'exploitation nouvellement acquises de Cenovus. Nous ne pouvons garantir que des arrêts de travail ou des grèves ne se produiront pas. Tout arrêt de travail prolongé pourrait avoir des effets négatifs importants sur notre entreprise, notre réputation, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

De plus, nous pourrions ne pas être en mesure de renouveler ou de renégocier les conventions collectives de nos filiales à des conditions satisfaisantes ou non et, ce faisant, nous ferions augmenter nos coûts. Par ailleurs, des employés ne faisant actuellement pas partie d'une convention collective pourraient chercher à être représentés à l'avenir et d'autres sections de notre main-d'œuvre pourraient de temps à autre chercher à s'organiser en syndicats. Une renégociation de nos conventions collectives actuelles pourrait créer des conditions moins favorables pour nous

qu'actuellement, ce qui influencerait négativement et sensiblement sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Des tentatives futures de syndicalisation ou des changements dans la législation ou la réglementation pourraient provoquer des pénuries de main-d'œuvre, augmenter les coûts de la main-d'œuvre et se répercuter sur les salaires, les avantages sociaux et l'emploi, particulièrement pendant les périodes de maintenance ou de construction critiques, ce qui augmenterait nos coûts, réduirait nos produits ou restreindrait notre flexibilité opérationnelle.

Risque lié au développement international et à la géopolitique mondiale

L'entreprise de Cenovus comprend des actifs en Asie-Pacifique situés en mer de Chine méridionale et dans le détroit de Madura au large de l'Indonésie, ainsi que des ententes de coopération avec la China National Offshore Oil Corporation ou ses filiales (collectivement, la « CNOOC »), qui exploite également certains de ces actifs.

Par conséquent, Cenovus s'expose aux risques financiers et opérationnels associés à l'incertitude des relations internationales. Les nouvelles politiques en matière de commerce international, notamment les différends commerciaux et la hausse des tarifs, en particulier entre les États-Unis et la Chine et entre le Canada et la Chine, pourraient influencer sur les marchés et affaiblir les conditions macroéconomiques ou durcir les positions politiques ou nationales, ce qui réduirait la demande de pétrole brut, de gaz naturel et de produits raffinés. Exemple, la politique commerciale des États-Unis a amené les partenaires commerciaux des États-Unis et pourrait en amener d'autres à durcir leurs politiques commerciales, ce qui rendrait plus difficiles ou plus coûteuses l'exploitation de Cenovus ou l'exportation des produits de Cenovus dans ces pays.

Par ailleurs, nos activités pourraient subir les contrecoups des facteurs suivants : instabilité ou événements politiques, économiques ou sociaux, notamment la renégociation ou l'annulation d'ententes ou de traités, l'imposition de règlements, d'embargos, de sanctions et de politiques budgétaires coûteux, les changements dans les lois régissant les activités existantes, les contraintes financières, dont les restrictions du change et les fluctuations du change, l'imposition exagérée, le comportement de représentants gouvernementaux internationaux, les associés de coentreprise ou les tiers représentants. Plus précisément, nos actifs en Asie-Pacifique exposent Cenovus aux changements dans les relations États-Unis-Chine et Canada-Chine, notamment la montée des tensions et des représailles possibles. Si les États-Unis et le Canada adoptent des mesures additionnelles, la capacité des entreprises étrangères à participer à des projets et à opérer dans certains secteurs de l'économie chinoise, notamment dans le secteur de l'énergie, pourrait s'en trouver limitée ou restreinte.

Le 12 novembre 2020, l'ancien président des États-Unis a signé un décret interdisant aux particuliers américains de s'engager dans des transactions sur les titres boursiers d'entreprises spécifiques qui auraient des liens avec la junte militaire chinoise. L'interdiction devait entrer en vigueur du 11 janvier 2021 au 21 novembre 2021. Le 3 décembre 2020, la CNOOC a été ajoutée à la liste des entreprises censées avoir des liens avec la junte militaire chinoise. Bien que ce décret ne restreigne pas l'exploitation extracôtière de Cenovus en Asie, des sanctions américaines supplémentaires pourraient limiter nos activités, selon la nature de ces sanctions.

La nouvelle administration présidentielle qui a pris les pouvoirs en janvier 2021 aux États-Unis pourrait mettre en œuvre des politiques nationales et étrangères dont l'incidence pourrait se révéler importante pour la situation financière ou les résultats d'exploitation de Cenovus. Nous ne pouvons prévoir avec précision si des politiques américaines ou canadiennes pouvant influencer sur les activités actuelles ou futures de la CNOOC, des autres partenaires internationaux de Cenovus ou de Cenovus même seront mises en œuvre. Nous ne pouvons pas non plus prédire si les États-Unis resserreront leurs restrictions ou quelle sera l'incidence des mesures gouvernementales sur les opérations extracôtières de Cenovus en Asie. De même, il est possible que les États-Unis ou le Canada imposent des restrictions ou des sanctions à la CNOOC ou aux autres partenaires internationaux de Cenovus, influant ainsi sur nos opérations extracôtières en Asie.

En outre, il est possible que notre partenariat avec la CNOOC empêche certains investisseurs d'investir dans Cenovus ou incite d'autres à se départir de leurs participations dans Cenovus, ce qui pourrait modifier le cours de nos actions et notre capacité de mobiliser des capitaux. Notre partenariat avec la CNOOC pourrait également nous attirer une attention non souhaitable des médias, nous plaçant dans une position où nous sommes mal perçus des investisseurs au Canada, aux États-Unis et dans le monde, faisant en sorte que le cours de nos actions baisse.

Cenovus peut également être touchée par l'évolution des relations bilatérales, des structures et des normes mondiales qui régissent le commerce international ainsi que par d'autres facteurs géopolitiques : chocs aigus (instabilité civile ou sanctions) et stress chroniques (différends politiques ou commerciaux et autres formes de conflit, notamment des conflits armés), sources de menaces à long terme pour notre entreprise. Les mesures unilatérales ou les changements dans les relations entre les pays dans lesquels nous sommes établis, notamment les États-Unis et la Chine, ainsi que la stratégie de ces pays en matière de multilatéralisme et de protectionnisme peuvent limiter notre capacité d'accéder à des marchés et aux technologies, talents et capitaux. Les perturbations ou les changements imprévus de cet ordre peuvent toucher notre capacité de vendre nos produits à une valeur optimale ou d'accéder à des intrants dont nous avons besoin pour fonctionner efficacement, et ils ont le potentiel de réduire notre performance financière.

Les événements géopolitiques, tels que l'évolution des relations, l'escalade ou l'imposition de sanctions, les tarifs ou d'autres tensions commerciales entre les États-Unis et la Chine et le Canada et la Chine, pourraient modifier l'offre et la demande ainsi que les prix du brut, du gaz naturel et des produits raffinés, et donc réduire notre performance financière. Le calendrier, l'ampleur et les conséquences des tensions continues entre les États-Unis et la Chine et le Canada et la Chine demeurent sujets à l'incertitude, et l'incidence de ces facteurs sur notre entreprise demeure inconnue.

Les déplacements des relations de pouvoir sur la scène mondiale peuvent aussi semer l'incertitude sur les questions qui exigent une coordination internationale (telles que les changements climatiques, les accords commerciaux, la réglementation fiscale, la liberté de navigation, la réglementation des technologies) et soulever des questions sur l'efficacité des institutions mondiales et la confiance qu'on leur accorde, y compris celles qui régissent le commerce international. Ces types de changements peuvent causer des restrictions ou imposer des coûts à notre entreprise et nous barrer l'accès à des occasions à l'avenir ou encore modifier notre situation financière.

Notre performance financière, nos activités et notre entreprise sont exposées aux risques susmentionnés liés aux relations internationales, plus particulièrement les risques associés à l'évolution des relations entre les États-Unis et la Chine et entre le Canada et la Chine. La nature, l'étendue et l'ampleur des effets des relations commerciales dynamiques sur Cenovus ne peuvent être prévues avec précision et pourraient avoir des effets pervers importants sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie et notre réputation.

Risques liés aux changements climatiques

À l'échelle mondiale, les changements climatiques provoquent une inquiétude grandissante à laquelle on répond en se concentrant sur le calendrier et le rythme de la transition vers une économie à plus faibles émissions de carbone. Les gouvernements, les institutions financières, les compagnies d'assurances, les organisations vouées à la protection de l'environnement et à la gouvernance, les investisseurs institutionnels, les militants sociaux et environnementaux et les particuliers cherchent de plus en plus à mettre en place, entre autres, des changements réglementaires et politiques, de nouveaux comportements en matière d'investissement et une transformation des habitudes et des tendances de consommation d'énergie. Ces changements, pris individuellement ou collectivement, ont pour but d'accélérer la réduction de la consommation mondiale d'énergie fossile, l'adoption de formes d'énergie à plus faibles émissions de carbone et l'abandon général des hydrocarbures comme forme d'énergie.

Les changements climatiques et leurs répercussions connexes peuvent augmenter notre exposition à chacun des risques mentionnés dans la section « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion. Dans l'ensemble, Cenovus n'est pas en mesure à ce moment-ci d'estimer le degré auquel les risques liés à la réglementation, aux conditions climatiques et à la transition en matière de changements climatiques pourraient influencer sur nos résultats financiers et opérationnels. Notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie, notre réputation, notre accès aux capitaux et aux assurances, nos coûts d'emprunt, notre accès aux liquidités, notre capacité de financer les versements de dividendes et/ou nos plans d'affaires peuvent subir plus particulièrement et sans s'y limiter les effets des changements climatiques et autres effets connexes.

Risques liés à la transition – politiques et législatifs

Réglementation en matière de changements climatiques

Cenovus opère dans plusieurs juridictions qui réglementent ou ont proposé de réglementer les polluants atmosphériques, dont les émissions de GES. Certaines réglementations sont en vigueur, d'autres en sont à diverses étapes d'examen, de discussion ou de mise en œuvre. Des incertitudes existent quant à l'échéancier et aux effets de cette réglementation émergente et des autres mesures législatives envisagées, notamment la façon dont elles pourront être harmonisées; il est donc difficile de déterminer avec exactitude les coûts qu'elles entraîneront et leur incidence sur nos fournisseurs. Des modifications additionnelles des lois sur les changements climatiques pourraient avoir une incidence défavorable sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie, mais cette incidence ne peut être établie de manière fiable et précise à l'heure actuelle. En décembre 2020, le gouvernement du Canada a proposé d'accroître la taxe sur le carbone et de la porter à 170 \$ la tonne d'équivalent en dioxyde de carbone (« CO₂ ») d'ici 2030. Pour atteindre cet objectif, le prix imposé du carbone augmentera, chaque année jusqu'en 2030, de 15 \$ la tonne de CO₂, à partir du taux de 50 \$ la tonne de CO₂ de 2022. Si cette proposition a force de loi, ses répercussions sur Cenovus seront importantes. Plusieurs provinces canadiennes ont lancé une contestation constitutionnelle au régime national de tarification du carbone du Canada. Ces contestations ont été entendues par la Cour suprême du Canada (« CSC ») en septembre 2020. Toutefois, au 31 décembre 2020, la CSC n'a pas encore rendu de décision. Dans la mesure où le régime de tarification du carbone d'une province ne respecte pas les exigences de rigueur du système fédéral, le filet de sécurité fédéral sur la tarification du carbone s'applique. En décembre 2020, le filet de sécurité fédéral s'est appliqué en Alberta, au Manitoba, au Nouveau-Brunswick, en Ontario et aux installations de production d'électricité et pipelines de transport de gaz naturel de la Saskatchewan.

En Alberta, les installations émettant plus de 100 000 tonnes de GES par an sont assujetties au règlement appelé *Technology Innovation and Emissions Reduction* (le « TIER »), considéré comme l'équivalent du système de tarification fondée sur la production du gouvernement fédéral pour 2020. Les installations peuvent aussi choisir d'adhérer au système TIER, ce qui leur évite la redevance sur les combustibles du gouvernement fédéral.

Le gouvernement du Canada s'est également engagé à réduire, d'ici 2025, les rejets de méthane du secteur pétrolier et gazier de 40 % à 45 % par rapport aux niveaux de 2012. Les exigences réglementaires relatives aux émissions fugitives et aux gaz d'évacuation pendant la complétion de puits et l'utilisation de compresseurs sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2020. D'autres restrictions concernant les limites d'évacuation des installations de production et les plafonds d'évacuation pendant l'utilisation de dispositifs pneumatiques entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2023. Les provinces peuvent imposer des règlements provinciaux qui, s'ils sont considérés comme au moins équivalents au régime fédéral, seront agréés par le biais d'un processus fédéral d'accord d'équivalence. L'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan ont conclu des accords d'équivalence.

Aux États-Unis, les cibles de réduction ou les plafonds des émissions de GES ne font pas l'objet d'une législation fédérale. Cependant, l'Environmental Protection Agency (« EPA ») fédérale doit – et pourrait continuer de – promulguer les règlements relatifs à la divulgation et au contrôle des émissions de GES. Depuis 2010, en vertu du Greenhouse Gas Reporting Program (le « GHGRP ») de l'EPA, les installations qui relâchent plus de 25 000 tonnes d'émissions de CO₂ par an sont tenues de divulguer ces émissions sur une base annuelle. En plus de la divulgation des émissions directes de CO₂, le GHGRP oblige les raffineries à estimer les émissions de CO₂ susceptibles de provenir de la combustion subséquente des produits de la raffinerie. L'Administration Biden a manifesté sa volonté de rejoindre l'Accord de Paris et de mettre en œuvre ses objectifs en matière de réduction des émissions de GES, notamment la réduction des émissions mondiales à court terme et la carboneutralité mondiale d'ici 2050, et indique qu'elle amorcera l'établissement de cibles de réduction américaines en vertu de l'Accord de Paris. Il est trop tôt pour évaluer l'incidence que ces mesures pourraient avoir sur notre entreprise, notre situation financière ou nos résultats d'exploitation.

Les conséquences négatives qui pourraient découler des modifications du régime réglementaire actuel comprennent notamment la modification de la réglementation en matière d'environnement et d'émissions pour les projets actuels et futurs par les autorités gouvernementales, ce qui pourrait changer les exigences relatives à la conception et à l'exploitation des installations, faisant augmenter les coûts de construction, d'exploitation et d'abandon. Les conséquences qui pourraient aussi découler des modifications du régime réglementaire actuel comprennent notamment l'augmentation des coûts liés à la conformité, les retards dans l'attribution des permis; et des coûts substantiels pour générer ou acheter les crédits ou quotas d'émission, tous ces facteurs étant responsables de l'augmentation des coûts d'exploitation. Les quotas d'émission ou les crédits compensatoires pourraient ne pas être disponibles, soit pour l'achat, soit sur une base économique. Les réductions exigées peuvent ne pas être mises en œuvre sur une base technique ou économique, en totalité ou en partie, et l'absence d'accès à des ressources ou des technologies afin de respecter les exigences en matière de réduction des émissions ou d'autres mécanismes de conformité pourrait nuire à notre entreprise et lui causer, notamment, des pénalités, des retards dans l'attribution des permis, des pénalités ou la suspension des activités.

La portée et l'ampleur des incidences défavorables des programmes ou règlements actuels ou additionnels au-delà des exigences raisonnablement prévisibles ne peuvent être estimées avec fiabilité ou exactitude pour le moment, en partie parce que les lois et règlements ne sont pas finalisés et qu'il existe une incertitude quant aux mesures additionnelles et aux échéanciers liés à la conformité. Rien ne peut donc garantir que l'incidence des réglementations futures en matière de changements climatiques sur Cenovus ne sera pas importante.

Normes relatives aux carburants à faible teneur en carbone

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

Environnement et Changement climatique Canada a proposé en 2017 un cadre de réglementation pour la Norme sur les combustibles propres, en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, suivi en décembre 2018 d'un Document de conception réglementaire et en juin 2019 d'une Approche réglementaire proposée. Les réglementations proposées pour la Norme sur les combustibles propres ont été publiées en décembre 2020 et la version finale devrait être publiée fin 2021, les nouvelles réglementations pour la Norme sur les combustibles propres devant entrer en vigueur en 2022. Le gouvernement fédéral a déclaré qu'au fil du temps, la nouvelle Norme sur les combustibles propres remplacerait le Règlement sur les carburants renouvelables actuel qui exige que les producteurs et importateurs d'essence, de carburant diesel et de mazout de chauffage achètent un certain nombre d'unités de conformité de carburants renouvelables correspondant au volume de carburant qu'ils produisent ou importent. Le nouveau cadre réglementaire proposé définirait les exigences relatives à l'intensité en carbone pour certains combustibles liquides et établirait les règles relatives à l'échange des crédits de conformité. Les exigences relatives à l'intensité en carbone stipulées dans la Norme sur les combustibles propres deviendraient plus contraignantes avec le temps; elles seraient différentes pour les divers types de carburants renouvelables et refléteraient le potentiel de réduction des émissions correspondant. Les parties assujetties à la réglementation, qui peuvent comprendre les

producteurs et les importateurs de combustibles, auraient une certaine souplesse en ce qui concerne la façon de réduire les émissions de carbone produites par les combustibles au Canada.

La Norme sur les combustibles propres risque d'avoir une incidence sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie, mais il est difficile de la prévoir ou de la quantifier à l'heure actuelle.

Normes applicables aux carburants renouvelables

Nos activités de raffinage aux États-Unis sont assujetties à diverses lois et divers règlements qui imposent des exigences strictes et coûteuses. L'Environmental Protection Agency a mis sur pied le programme relatif à la norme applicable aux combustibles renouvelables qui prescrit qu'un certain volume de carburants renouvelables vienne remplacer ou réduire la quantité de certains carburants de transport à base de pétrole vendue ou importée aux États-Unis. Les parties assujetties à ce programme, y compris les entreprises de raffinage ou d'importation d'essence ou de diesel, respectent les cibles fixées par l'Environmental Protection Agency des États-Unis en mélangeant certains types de carburants renouvelables au carburant de transport ou en achetant des NIR sur le marché libre auprès d'autres parties. Le volume des combustibles renouvelables mélangés aux produits pétroliers finis doit augmenter au fil du temps jusqu'en 2022. Un NIR est assigné à chaque gallon de carburant renouvelable produit ou importé aux États-Unis. Les NIR ont été mis en œuvre pour offrir aux entreprises de raffinage une certaine souplesse dans le respect des normes applicables aux carburants renouvelables.

Cenovus et ses partenaires d'exploitation de raffineries observent la norme applicable aux combustibles renouvelables des États-Unis en mélangeant les combustibles renouvelables fabriqués par des tiers et en achetant des NIR sur le marché libre où leurs prix fluctuent. Cenovus ne peut prédire les prix futurs des NIR et des mélanges de combustibles renouvelables, et les coûts pour obtenir les NIR et les mélanges de combustibles nécessaires pourraient être élevés. Notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie pourraient changer sensiblement si nous sommes tenus de payer des prix nettement plus élevés pour les NIR et les mélanges de combustibles afin de nous conformer aux exigences de la norme et ne sommes pas en mesure de transférer ces coûts liés à la conformité à nos clients.

Litiges liés aux changements climatiques

Au cours des dernières années, un nombre croissant de litiges liés aux changements climatiques ont surgi dans diverses juridictions, entre autres aux États-Unis et au Canada, dont les demandeurs font valoir diverses revendications : les producteurs d'énergie contribueraient aux changements climatiques, ne gèreraient pas convenablement les risques commerciaux liés aux changements climatiques et n'auraient pas communiqué adéquatement l'information sur les risques commerciaux liés aux changements climatiques. Nombre des poursuites liées aux changements climatiques n'en sont qu'aux premiers stades de la procédure et, dans certains cas, avancent des motifs d'action nouveaux ou encore jamais invoqués, mais rien ne peut garantir que des faits nouveaux sur le plan légal, social, scientifique ou politique ne feront pas augmenter la probabilité qu'une poursuite liée aux changements climatiques intentée contre les producteurs d'énergie, dont Cenovus, soit gagnée par les demandeurs. Le dénouement de tels litiges est incertain et pourrait avoir une incidence importante sur notre situation financière ou nos résultats d'exploitation. De plus, l'issue défavorable d'un ou de plusieurs litiges ou leur règlement pourrait favoriser l'apparition de nouveaux litiges. Nous pourrions également avoir mauvaise presse du fait de ces questions, ce qui porterait atteinte à la perception que le public aurait de nous et à notre réputation, que nous soyons déclarés responsables ou non au final. Nous pourrions être tenus d'engager des frais considérables pour nous défendre contre de tels litiges ou d'y consacrer d'importantes ressources.

Risques liés à la transition – Marché

Demande et prix des marchandises

L'intérêt grandissant porté dernièrement à l'échéancier et au rythme de la transition à une économie à plus faibles émissions de carbone et les tendances qui en découlent auront probablement une incidence sur la demande et la consommation d'énergie à l'échelle mondiale, notamment sur la composition des types d'énergie qu'utilisent généralement les industries et les particuliers. À l'heure actuelle, il n'est toutefois pas possible de prédire le déroulement ni les effets précis de cette transition vers une éventuelle économie à plus faibles émissions de carbone, qui seront tributaires d'une multitude de facteurs, notamment la capacité de mettre en valeur des sources d'énergie de remplacement adéquates, les progrès technologiques et l'adaptation aux nouvelles technologies, notamment dans le domaine de l'électrification des transports, la capacité à concevoir, à mettre au point et à commercialiser des technologies pour la production, le stockage et la distribution de quantités adéquates d'énergies de remplacement, les habitudes de consommation, la croissance mondiale et l'activité industrielle, pour dégager des tendances à long terme en matière de demande de sources d'énergie à base d'hydrocarbures. Tous ces facteurs sont indépendants de notre volonté et peuvent provoquer une forte volatilité des prix du pétrole brut, du gaz naturel et des produits raffinés.

Accès aux capitaux et aux assurances

Les marchés des capitaux s'adaptent aux risques que posent les changements climatiques et, par conséquent, l'évolution des politiques en matière de décarbonisation adoptées par les investisseurs institutionnels, les agences de notation de crédit, les prêteurs et les assureurs pourrait nuire à notre capacité d'accéder à des sources de capitaux et à obtenir une couverture d'assurance nécessaire ou prudente. Certaines compagnies d'assurances ont pris des mesures ou annoncé des politiques visant à limiter la protection des sociétés qui dégagent une partie ou la totalité de leurs revenus du secteur des sables bitumineux. En raison de l'adoption de ces politiques, les primes et les franchises d'une partie ou de la totalité de nos polices d'assurance pourraient augmenter considérablement. Dans certains cas, la protection d'assurance peut être réduite ou n'est pas disponible. Par conséquent, nous pourrions être dans l'incapacité de renouveler nos polices actuelles ou d'obtenir la protection d'assurance que nous souhaitons selon des modalités commerciales raisonnables ou ne pas pouvoir nous en procurer une. L'expansion future de notre entreprise pourrait dépendre de notre capacité à obtenir des capitaux supplémentaires, que ce soit par voie d'emprunts ou d'émissions de titres de capitaux propres.

Risques liés à la transition – Réputation

Réputation et perception par le public des sables bitumineux en Alberta

La mise en valeur des sables bitumineux en Alberta a retenu une attention considérable au chapitre de l'impact sur l'environnement, des changements climatiques, des émissions de GES et de la participation des Autochtones. Les inquiétudes au sujet des sables bitumineux pourraient nuire, directement ou indirectement, à la rentabilité de nos projets en cours de sables bitumineux et à la viabilité de nos projets futurs dans ce secteur en créant une incertitude réglementaire considérable de même qu'une incertitude sur le plan économique et opérationnel. L'opposition grandissante du public au secteur des sables bitumineux pourrait réduire l'accès à l'assurance, aux liquidités et aux capitaux et provoquer des changements à la demande des produits de Cenovus, ce qui nuirait aux revenus.

Par exemple, une législation ou des politiques limitant les achats de pétrole brut ou de bitume produits à partir des sables bitumineux pourraient être adoptées dans des territoires nationaux et/ou étrangers, ce qui pourrait alors restreindre le marché mondial de ce type de pétrole brut, en réduire le prix et ainsi donner lieu au délaissement d'actifs ou à une incapacité de mener à bien la mise en valeur de ressources pétrolières à l'avenir.

Changements climatiques – Risques physiques

Des conditions climatiques extrêmes peuvent nuire à notre situation financière et à nos résultats d'exploitation. Les conditions atmosphériques et le climat font évoluer la demande, et leur prévisibilité touche dans une large mesure à la capacité de prédire la demande d'énergie. De plus, nos activités de prospection, de production et de construction ainsi que les activités de nos principaux clients et fournisseurs peuvent subir les contrecoups d'inondations, de feux de forêt, de tremblements de terre, d'ouragans et d'autres conditions climatiques extrêmes, entraînant à leur tour l'arrêt ou le ralentissement de la production, des retards dans les activités de prospection et de mise en valeur ou des retards dans la construction d'installations.

Cenovus opère dans certains des environnements les plus hostiles du monde, notamment au large de Terre-Neuve-et-Labrador. Les changements climatiques risquent d'augmenter la fréquence des conditions climatiques sévères dans ces emplacements : vents, inondations, variations de température, qui contribuent à la fonte de la calotte glaciaire et accentuent la création d'icebergs. Les icebergs au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador représentent une menace pour les installations de production de pétrole en Atlantique, causent des déversements, endommagent les actifs, désorganisent la production ou ont une incidence sur les vies humaines.

Nos autres activités de production de pétrole brut et de gaz naturel sont également assujetties à des risques physiques chroniques, tels qu'un échéancier plus court de forage hivernal, des changements de la nappe phréatique et un accès réduit à l'eau en raison de conditions de sécheresse. Une variation systématique des tendances en matière de température ou de précipitation pourrait créer des conditions plus difficiles pour la construction de routes de glace, l'exécution de notre programme de forage hivernal ou des activités de remise en état et pourrait réduire la disponibilité de l'eau en raison de la probabilité accrue des conditions de sécheresse.

Risque lié à l'environnement

Tous les aspects des activités liées au pétrole brut, au gaz naturel et au raffinage sont assujettis à la réglementation en matière d'environnement adoptée en application de diverses lois et de divers règlements municipaux, étatiques, territoriaux, provinciaux et fédéraux (collectivement, la « réglementation en matière d'environnement »). La réglementation en matière d'environnement prévoit que les puits, sites d'installations, raffineries et autres biens et activités liés à notre entreprise sont construits, exploités, entretenus, abandonnés, remis en état et entrepris conformément aux exigences qui y sont énoncées. De plus, certains types d'activités, notamment les projets de prospection et de mise en valeur et les modifications de certains projets existants, peuvent exiger que des demandes de permis ou des études d'impact sur l'environnement soient présentées et approuvées.

Cenovus estime que la réglementation en matière d'environnement peut changer et que des normes plus strictes seront imposées, en ce qui a trait à leur application, à l'augmentation des amendes et des obligations, à l'imposition de limites relatives aux émissions, à la hausse des coûts liés à la conformité et au rallongement des délais d'approbation des licences et des permis critiques. La complexité de l'évolution du cadre réglementaire en matière d'environnement rend ardue toute prédiction quant aux répercussions éventuelles sur Cenovus.

Le respect de la réglementation en matière d'environnement nécessite des dépenses importantes. Nos dépenses d'investissement et nos charges d'exploitation pourraient continuer d'augmenter en raison, notamment, de développements influant sur notre entreprise, nos activités, nos plans et nos objectifs, et de changements apportés à la réglementation existante en matière d'environnement, ou de l'entrée en vigueur de nouveaux règlements. Le défaut de respecter la réglementation en matière d'environnement peut entraîner notamment l'imposition d'amendes, de pénalités et d'ordonnances de protection de l'environnement ainsi que la suspension des activités, et il pourrait entacher notre réputation. Le coût du respect de la réglementation en matière d'environnement pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. La mise en place de nouveaux règlements en matière d'environnement ou la modification de règlements existants touchant le secteur du pétrole brut et du gaz naturel pourraient généralement réduire la demande de pétrole brut et de gaz naturel, déplacer la demande d'hydrocarbures vers des sources dont les émissions de carbone sont relativement moins élevées, faire augmenter les coûts liés à la conformité, rallonger les délais de mise en œuvre des projets et avoir une incidence défavorable sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Loi sur les espèces en péril

La *Loi sur les espèces en péril* du gouvernement fédéral canadien et les lois provinciales équivalentes concernant les espèces menacées et les espèces en voie de disparition et leur habitat peuvent limiter le rythme et l'ampleur de la mise en valeur ou de l'activité dans les zones qualifiées d'habitat essentiel pour les espèces préoccupantes (p. ex., le caribou des bois). Une requête et un litige récents impliquant le gouvernement fédéral relativement à ses obligations en vertu de la *Loi sur les espèces en péril* ont soulevé des questions associées à la protection des espèces en péril et de leur habitat essentiel, tant au niveau fédéral que provincial. En Alberta, plusieurs mesures ont été cernées dans le projet de plan provincial de protection de l'aire de distribution du caribou des bois, publié en 2017, mais non terminé. Parmi les autres mesures, citons la négociation d'accords de conservation aux termes du paragraphe 11 de la *Loi sur les espèces en péril* (qui codifie des mesures concrètes favorisant la conservation de l'espèce et la protection de son habitat essentiel) et la création de plans sous-régionaux pour les régions de Cold Lake, de Bistcho et d'Upper Smokey, afin d'étudier les résultats du rétablissement de certaines aires de vie des caribous. S'il est jugé que les plans et les mesures adoptés par les provinces ne sont pas suffisants pour assurer le rétablissement des caribous, la loi fédérale prévoit la capacité de mettre en œuvre des mesures qui empêcheraient la mise en valeur future ou modifieraient les activités actuelles. La portée et l'ampleur des incidences défavorables éventuelles de la législation sur les projets de mise en valeur et les activités d'exploitation ne peuvent être estimées à l'heure actuelle puisqu'il existe une incertitude quant à savoir si les plans et les mesures entreprises par les provinces seront jugés suffisants pour assurer le rétablissement du caribou.

Système de gestion de la qualité de l'air fédéral du Canada

Le Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques (le « RMPA »), pris en application de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, vise à protéger l'environnement et la santé des Canadiens en établissant des normes obligatoires et cohérentes à l'échelle nationale concernant les émissions de polluants atmosphériques. Le RMPA vise l'établissement d'exigences de base relatives aux émissions industrielles (les « EBEI ») précises pour l'équipement. Les EBEI pour les oxydes d'azote émis par les chaudières, les fournaies et les moteurs stationnaires autonomes de la société sont réglementées conformément à des normes de rendement précises. Nous prévoyons que le RMPA aura des répercussions défavorables pour Cenovus, notamment sur les dépenses d'investissement requises pour la mise à niveau du matériel existant et les charges d'exploitation, qui augmenteront.

Les normes canadiennes de qualité de l'air ambiant (« NCQAA ») pour le dioxyde d'azote, le dioxyde de soufre, les particules fines et l'ozone ont été mises en place dans le cadre du Système de gestion de la qualité de l'air national. La mise en œuvre des NCQAA par les provinces a lieu au niveau des zones atmosphériques régionales et les mesures de gestion de ces zones pourraient comporter des normes d'émissions plus strictes applicables aux sources industrielles des titulaires d'autorisations dans des régions où Cenovus exerce des activités, ce qui pourrait avoir des incidences négatives, notamment sur les dépenses d'investissement requises par la mise à niveau des installations existantes et les charges d'exploitation, qui augmenteront.

Examen des processus environnementaux et réglementaires

La multiplication des exigences en matière d'évaluation d'impact imposées par les gouvernements fédéraux, provinciaux, territoriaux, étatiques et municipaux des juridictions où nous exerçons nos activités d'exploitation, de mise en valeur ou de prospection crée un risque d'accroissement des coûts et de retards dans la mise en valeur des projets. La portée et l'ampleur de l'incidence résultant des changements dans les lois ou politiques concernant l'exploitation ou la mise en valeur de projets ne peuvent être estimées à ce moment.

Le projet de loi C-69 du gouvernement du Canada, *Loi édictant la Loi sur l'évaluation d'impact et la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*, modifiant la *Loi sur la protection de la navigation* (renommée *Loi sur les eaux navigables canadiennes*) et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois, est entré en vigueur en août 2019. Le projet de loi C-68, qui modifie la *Loi sur les pêches*, est entré en vigueur en même temps.

Les modifications apportées à la *Loi sur les pêches* rétablissent l'ancienne interdiction de réaliser toute activité entraînant « la détérioration, la destruction ou la perturbation de l'habitat du poisson » ainsi que celle de causer « la mort des poissons par des moyens autres que la pêche ». Les modifications instaurent aussi plusieurs nouvelles exigences qui élargissent la portée de la loi en matière de protection et de rôle et d'intérêts des groupes autochtones. Ces interdictions pourraient se traduire par de nouvelles exigences en matière de permis et de leur délai d'obtention dans les zones où les activités de Cenovus peuvent avoir des répercussions sur l'habitat du poisson.

La *Loi sur les eaux navigables canadiennes* élargit la portée à toutes les eaux navigables, instaure une plus grande surveillance des eaux navigables et établit plusieurs exigences visant à élargir la portée de la loi en matière de protection et de rôle et d'intérêts des groupes autochtones. L'application plus large de la *Loi sur les eaux navigables canadiennes* pourrait se traduire par de nouvelles exigences en matière de permis et de leur délai d'obtention dans les zones où les activités de Cenovus peuvent avoir des répercussions sur les eaux navigables.

La *Loi sur l'évaluation d'impact* établit l'Agence canadienne d'évaluation des impacts, qui dirige et coordonne les évaluations des impacts pour tous les projets désignés. Cette loi élargit les possibilités en matière d'évaluation au-delà de l'environnement pour inclure la santé, l'économie, les questions sociales, l'égalité des sexes, les impacts ainsi que des considérations liées au développement durable et à l'engagement du Canada en matière de changements climatiques.

Il est à noter que la liste révisée de projets figurant dans le *Règlement sur les activités concrètes* aux termes de la *Loi sur l'évaluation d'impact* inclut les installations d'extraction *in situ* de sables bitumineux, et prévoit une capacité de production de bitume d'au moins 2 000 m³ par jour, et l'expansion des installations d'extraction *in situ* existantes de sables bitumineux, si l'expansion donne lieu à une augmentation de la capacité de production de bitume d'au moins 50 % et une capacité de production de bitume totale d'au moins 2 000 m³ par jour. Elle prévoit en outre une exemption pour un projet proposé dans une province où une limite des émissions de GES pour le secteur des sables bitumineux est imposée par la législation en vigueur de cette province. Tant que le gouvernement provincial de l'Alberta maintient un plafond pour les émissions produites par les projets de sables bitumineux et que ce plafond n'est pas atteint, les projets d'extraction *in situ* de sables bitumineux de Cenovus devraient être exemptés de l'application du nouveau système fédéral d'évaluation d'impact, sous réserve du respect des conditions précitées. Toutefois, d'autres types de projets pourraient faire l'objet d'une évaluation fédérale.

Permis d'utilisation des eaux

Cenovus utilise de l'eau douce pour certaines activités, que nous nous procurons en vertu de permis accordés aux termes de la réglementation de chaque juridiction. Si les droits d'utilisation des eaux augmentent ou qu'une modification était apportée aux exigences de ces permis et que les quantités d'eau que la société peut utiliser s'en trouvaient réduites, notre production pourrait diminuer ou nos charges d'exploitation, augmenter, ce qui aurait dans les deux cas une incidence défavorable significative sur notre entreprise et notre performance financière. Rien ne garantit que ces permis ne seront pas annulés ou que des conditions additionnelles ne seront pas imposées pour leur obtention. Si nous avons besoin de nouveaux permis ou de modifications des permis existants, rien ne garantit que ces permis ou ces modifications nous seront accordés selon des modalités favorables. Cela pourrait influencer sur notre entreprise, notamment notre capacité d'exploiter nos actifs et de réaliser nos plans de mise en valeur.

Fracturation hydraulique

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

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

Le gouvernement fédéral du Canada et certains gouvernements provinciaux poursuivent l'examen de certains aspects du cadre politique, réglementaire et scientifique qui régit actuellement la fracturation hydraulique. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a publié en 2019 un plan d'action fondé sur les résultats de son examen scientifique de la fracturation hydraulique et des conséquences connexes sur les eaux et l'activité sismique, lequel propose un certain nombre de mesures à mettre progressivement en œuvre selon une approche qui préconise une surveillance accrue, le mappage des aquifères et des améliorations à apporter au régime réglementaire. En Alberta, l'AER a mis en place des exigences en matière de surveillance de l'activité sismique et de divulgation des activités de fracturation hydraulique dans certaines zones des régions d'exploitation active du pétrole et du gaz en Alberta.

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

Domaines d'intérêt et cibles en matière d'ESG de Cenovus

Dans l'ensemble, les cibles en matière d'ESG de Cenovus sont fortement liées à notre capacité de réaliser notre stratégie d'affaires en cours, les étapes et les échéanciers connexes, et d'intégrer effectivement les actifs de Cenovus et ceux de Husky, sachant que d'une part comme de l'autre, ceux-ci sont sous l'emprise de nombreux risques et incertitudes inhérents à notre activité et au secteur dans lequel nous faisons affaire, tel que mentionné dans la section « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion. Notre capacité d'adaptation à une économie à faibles émissions de carbone et à tirer notre épingle du jeu sera de toute évidence comparée à celle de nos pairs. Pour les investisseurs comme pour les parties prenantes, la performance des entreprises en matière d'ESG, notamment leur performance dans un contexte de changements climatiques, prendra de plus en plus d'importance. Si nous ratons nos cibles en matière d'ESG ou que les parties prenantes clés ont le sentiment que nos cibles en la matière sont insuffisantes, notre réputation pourrait s'en ressentir, sans parler de notre capacité à attirer des capitaux et des protections d'assurance.

Il existe également un risque que certains ou la totalité des avantages attendus et des occasions d'atteindre les diverses cibles ESG ne se concrétisent pas, coûtent plus cher à concrétiser ou ne se concrétisent pas dans les délais impartis. En outre, les mesures que Cenovus a prises pour mettre en œuvre les cibles et les ambitions liées aux domaines d'intérêt en matière d'ESG pourraient avoir une incidence négative sur notre entreprise et nos activités courantes et augmenter nos dépenses d'investissement, ce qui est susceptible d'influer sur nos résultats opérationnels et financiers futurs.

Changement des cibles en matière d'ESG suivant la clôture de l'arrangement

La clôture de l'arrangement entre Cenovus et Husky le 1^{er} janvier 2021 a abouti au regroupement des activités commerciales menées auparavant de part et d'autre par Husky et par Cenovus. Cenovus poursuit ses engagements en matière de sécurité de premier ordre et de domination ESG après la clôture de l'arrangement. Ce double engagement se traduit par la réalisation d'une analyse supplémentaire afin d'établir de nouvelles cibles et ambitions en matière d'ESG pour la société combinée.

Les cibles et ambitions ESG de la société combinée ne sont pas exactement identiques aux cibles et ambitions antérieures de Cenovus. Elles dépendent, dans une large mesure, de notre revue et analyse de la société combinée après l'arrangement, laquelle indiquera si les cibles et ambitions restent pertinentes pour la nouvelle entreprise. De plus, l'intégration de Husky et de Cenovus demandera des efforts, du temps et des ressources considérables à la direction et au personnel de la nouvelle entreprise, ce qui risque de déplacer l'attention de ces derniers des mesures planifiées, notamment l'élaboration et la mise en œuvre des cibles et ambitions ESG, vers d'autres questions d'exploitation, et pourrait entraîner une désorganisation ou des retards dans l'élaboration et la mise en œuvre des cibles et ambitions ESG pour la nouvelle entreprise ou un déplacement des ressources vers d'autres stratégies commerciales ou d'exploitation.

Les sections suivantes traitent des cibles ESG publiées par Cenovus en janvier 2020 qui peuvent changer à la suite de notre analyse à savoir si ces cibles et ambitions demeurent pertinentes dans le contexte de la société combinée.

Émissions de gaz à effet de serre et cibles

Nos résultats futurs et notre capacité à gérer et à répondre aux risques que comporte la gestion de la transition et des risques physiques liés aux changements climatiques peuvent reposer en partie sur notre pouvoir d'adaptation et l'application de notre modèle d'affaires à une économie à faibles émissions de carbone ainsi qu'à notre capacité à réduire les émissions de GES des champs d'application 1 et 2 (voir la rubrique « Définitions » du présent rapport de gestion). Notre capacité à réduire les émissions de GES des champs d'application 1 et 2, tant en valeur absolue que par rapport à l'intensité de nos activités, et notre volonté à long terme d'éliminer complètement nos émissions d'ici 2050 sont assujetties à de nombreux risques et à de nombreuses incertitudes; les mesures que nous prendrons pour atteindre ces objectifs peuvent également nous exposer à des risques financiers et opérationnels additionnels ou plus graves. En outre, notre volonté d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050 est fondamentalement plus incertaine à cause de l'échéance lointaine et de certains facteurs qui échappent à notre volonté, comme l'application commerciale des technologies futures sans doute nécessaires pour nous aider à réaliser cette ambition de longue durée.

La réduction des émissions de GES passe, parmi plusieurs facteurs, par la capacité de Cenovus d'élaborer des stratégies évolutives et commercialement viables de réduction des émissions avec technologies et produits connexes à l'appui, et de notre capacité d'y accéder et de les mettre en œuvre. D'autres risques opérationnels peuvent réduire notre capacité de répondre pleinement à tous nos cibles et objectifs en matière d'émissions de GES, notamment : entraves imprévues, ou leurs incidences, à l'implantation d'infrastructures de cogénération à nos installations de sables bitumineux de Foster Creek et Christina Lake et à d'autres investissements dans les ressources renouvelables, notamment le respect des compensations disponibles et la disponibilité et l'état des crédits ou des crédits

compensatoires à l'égard des infrastructures de cogénération et d'autres ressources renouvelables; l'efficacité des échanges dans les gaines d'aération à Foster Creek et Christina Lake; notre capacité d'électrifier et d'ajuster autrement nos activités dans le secteur Hydrocarbures classiques; le défaut d'accéder, ou la limitation des avantages en provenant, à une technologie qui est censée être commercialement viable à court terme et les avantages futurs connexes, y compris les technologies d'amélioration de SAGD, telles que les technologies basées sur des processus assistés par des solvants, la capture de CO₂, les technologies d'utilisation et de stockage et les améliorations de la technologie de foration descendante; le défaut de tirer parti des avantages escomptés de l'avancement technologie continu, de la collaboration intersectorielle et de l'innovation afin de trouver des moyens de réduire les coûts et l'intensité des émissions de GES. Si nous n'étions pas en mesure de mettre ces stratégies et technologies en œuvre comme prévu sans qu'elles aient de répercussions négatives sur nos activités prévues et notre structure de coûts, ou si ces stratégies et technologies ne produisaient pas les résultats attendus, nous pourrions ne pas pouvoir atteindre notre ambition d'ici 2050 selon l'échéancier actuel ou ne jamais pouvoir l'atteindre.

De plus, l'atteinte de nos objectifs en matière de GES de 2050 exigera des dépenses d'investissement et des ressources de la société; il est possible que les prévisions relatives aux coûts requis pour atteindre ces objectifs diffèrent de nos estimations initiales et que les écarts puissent s'avérer significatifs. Un déplacement des dépenses et des ressources vers ces cibles et cette ambition peut également avoir des effets négatifs sur notre entreprise et nos activités. Le coût de l'investissement dans des technologies de réduction de l'intensité des émissions et le redéploiement des ressources et de notre attention représentent un risque pour nos résultats d'exploitation et résultats financiers futurs.

Nos cibles et ambitions en matière d'émissions de GES pourraient par ailleurs évoluer en fonction de leur pertinence continue pour la société combinée.

Cible en matière d'engagement envers les Autochtones

Cenovus s'est engagée auprès des Autochtones à dépenser 1,5 G\$ d'ici la fin de 2030 dans des entreprises détenues ou exploitées par des Autochtones, compte tenu d'un certain nombre de risques financiers, opérationnels et d'efficacité liés aux mesures prises afin de mettre en œuvre cette cible.

En outre, un défaut ou des retards dans l'atteinte de notre cible en matière d'engagement envers les Autochtones pourraient avoir une incidence négative sur nos relations avec les entreprises et les communautés autochtones voisines et porter atteinte à notre réputation en général. Si nous ne sommes pas en mesure de maintenir des relations positives avec les communautés autochtones établies près de nos installations, la mise en œuvre et l'exploitation de nos biens conformément à nos stratégies commerciales et opérationnelles actuelles risqueraient de s'en ressentir.

Par ailleurs, notre cible en matière d'engagement envers les Autochtones pourrait évoluer en fonction de sa pertinence continue pour la société combinée.

Cible concernant la faune et le territoire

Notre cible en la matière consiste à remettre en état 1 500 sites de puits désaffectés et à restaurer, grâce à un budget de 40 M\$ de dépenses entre 2016 et 2030, des terres réservées aux caribous dérangées par les activités de Cenovus. La réalisation de cette cible se fera dans des conditions de risques environnementaux et réglementaires qui pourraient s'accompagner de coûts importants, de restrictions, de responsabilités et d'obligations pour Cenovus et restreindre notre capacité d'atteindre la cible. Se reporter à la section « Risque lié aux coûts d'abandon et de remise en état » ci-dessus.

Les risques financiers se composent de l'augmentation des coûts d'exploitation, de l'évolution de la conjoncture des marchés et de l'accès à des capitaux supplémentaires, le cas échéant, et pourraient nous amener à ne pas pouvoir financer et, éventuellement, à ne pas pouvoir atteindre nos cibles concernant la faune et le territoire selon les échéanciers prévus ou à ne jamais les atteindre. De plus, l'élaboration et la mise en œuvre de plans relatifs aux aires de distribution risquent d'influer sur le rythme et l'ampleur du développement dans ces secteurs et d'accroître les coûts de remise en état et les exigences compensatoires, ce qui aurait une incidence négative sur notre entreprise, notre situation financière, nos réserves et nos résultats d'exploitation. L'incapacité à élaborer, exécuter et réaliser les plans de remise en état actuels et à gérer proactivement nos interactions avec la faune nuirait à notre avance et à notre capacité d'explorer et d'aménager les biens.

Nos cibles concernant la faune et le territoire pourraient par ailleurs évoluer en fonction de leur pertinence continue pour la société combinée.

Risque lié à l'intendance des eaux

Notre capacité à atteindre une intensité d'eau douce de 0,1 baril d'eau douce par baril d'équivalent pétrole d'ici la fin de 2030 est tributaire de la viabilité commerciale et de l'évolution des stratégies de réduction de l'eau pertinentes et des technologies et produits d'utilisation de la vapeur et de l'eau correspondants. Le recours général ou partiel aux nouvelles technologies, l'intégration de ces technologies à de nouvelles activités ou des activités existantes et l'acceptation par le marché des nouvelles technologies présentent son lot de risques. Dans l'éventualité où nous serions incapables de déployer les technologies nécessaires avec efficacité et efficacité, ou que ces stratégies ou technologies ne fonctionneraient pas comme prévu, nous pourrions subir des interruptions, des retards ou l'abandon dans l'accomplissement de notre cible de réduction de l'intensité de l'eau.

Nos cibles liées à l'intendance des eaux peuvent également évoluer en fonction de leur pertinence continue pour la société combinée.

Risque lié à la réputation

Nous tablons sur notre réputation afin de tisser et de maintenir des liens positifs avec nos investisseurs et d'autres parties prenantes, de recruter du personnel et de le maintenir en poste et d'être une société crédible, digne de confiance. Toute mesure que nous prenons qui influe sur l'opinion du public ou de nos principales parties prenantes peut se répercuter sur notre réputation, ce qui pourrait influencer défavorablement sur le cours de nos actions, nos plans de mise en valeur et notre capacité à poursuivre nos activités. Les groupes de militants et le public intensifient leur opposition envers l'exploitation des sables bitumineux en raison de la perception qu'ils ont de l'impact que ce secteur d'activité pourrait avoir sur l'environnement, les changements climatiques et les émissions de GES. Se reporter à la section « Réputation et perception par le public des sables bitumineux en Alberta » pour des plus amples détails.

Autres risques

Risques associés à l'arrangement

Vers une nouvelle entreprise

Avant la conclusion de l'arrangement, Cenovus se concentrait sur la mise en valeur et la production de bitume dans le nord-est de l'Alberta, le traitement du gaz naturel et des LGN du secteur Hydrocarbures classiques et le raffinage, le transport, la commercialisation et la vente de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN au Canada. Les activités de Husky aux États-Unis comprenaient la mise en valeur et la production en amont dans l'Ouest canadien, la région extracôtière de la Chine, de l'Indonésie et du Canada atlantique. Cenovus s'occupait également de la valorisation du pétrole lourd, du raffinage de pétrole brut et de la commercialisation des produits raffinés du pétrole au Canada et aux États-Unis. La société combinée résultant du regroupement de ces entreprises, sera une entreprise différente avec sa propre combinaison d'actifs, qui se différenciera des entreprises antérieures de Cenovus et de Husky. L'expansion des activités de Cenovus dans des régions géographiques et opérationnelles nouvelles à la suite de l'arrangement n'est pas sans risques additionnels ni sans exposition importante à l'un ou plusieurs des facteurs de risque actuels de Cenovus. La nouvelle entreprise peut faire l'objet de risques différents de ceux qui touchaient auparavant Cenovus et Husky en tant qu'entités autonomes.

Possibilité de ne pas réaliser les avantages escomptés de l'arrangement

Les synergies attendues de l'intégration des anciennes entreprises Cenovus et Husky dépendent en partie du succès du regroupement des fonctions et de l'intégration rapide et efficace des activités, des systèmes, des procédures et du personnel. Les avantages de l'arrangement découleront également de la capacité de Cenovus de tirer parti de notre position de leader dans le secteur des sables bitumineux et du secteur général du pétrole et du gaz et de faire évoluer notre portée et notre importance, de réaliser les synergies prévues en matière de capital et d'exploitation ainsi que de maximiser le potentiel de l'amélioration de nos occasions de croissance et de financement.

L'intégration des actifs de Cenovus et de Husky en vue de la concrétisation des avantages de l'arrangement reposera sur le déploiement sans cesse renouvelé d'efforts, de temps et de ressources de la part de la direction, ce qui pourrait détourner l'attention et les ressources de la direction de Cenovus d'autres occasions stratégiques et questions d'exploitation. Le processus d'intégration peut nous faire perdre des employés clés et perturber les activités courantes comme influencer négativement sur les relations avec les employés, ce qui risque d'empêcher Cenovus de réaliser les avantages escomptés de l'arrangement. Cenovus pourrait devoir engager des dépenses supplémentaires liées à l'arrangement et à l'intégration de Cenovus et Husky, ce qui limiterait notre capacité à réaliser en partie ou en totalité les avantages précités.

Si Cenovus se retrouve dans l'impossibilité de réaliser les synergies liées à l'arrangement ou que les coûts connexes sont supérieurs aux prévisions, les avantages escomptés ne se matérialiseront qu'en partie ou pas du tout, prendront plus de temps que prévu, ce qui pourrait occasionner des effets négatifs imprévus. Rien ne garantit que Cenovus sera en mesure de réaliser les synergies ou les avantages escomptés de l'arrangement de manière rapide, ou sera même en mesure de les réaliser, ce qui influera sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation, notre réputation et le cours de nos actions.

Capacité de Cenovus d'intégrer l'entreprise de Husky avec la nôtre

Compte tenu de l'élargissement de l'étendue et de la complexité de notre exploitation, nous pourrions ne pas être en mesure d'intégrer les activités de Husky ou de restructurer les activités antérieures de Cenovus sans difficultés ni retards. Le processus d'intégration risque de perturber nos relations actuelles avec les fournisseurs, employés et clients ainsi que d'autres parties intéressées pour chacune des entreprises. D'autant plus que Cenovus doit maintenir orientations financières et stratégiques tout en procédant à l'intégration de l'entreprise de Husky et éviter des incohérences dans la mise en œuvre de standards, contrôles, procédures et politiques uniformes, le cas échéant. Le succès de l'intégration dépend de l'accès aux effectifs et technologies nécessaires et à leur utilisation pour exploiter adéquatement les actifs de Husky. Nous ne sommes pas certains que la direction réussira à intégrer notre entreprise et à accomplir les synergies ou autres avantages attendus de l'arrangement.

Le processus d'intégration en cours comporte de nombreux risques et incertitudes liés aux entreprises et aux activités de Cenovus et Husky : opérationnels, stratégiques, financiers, comptables, juridiques, fiscaux, entre autres. Le défaut d'intégrer nos entreprises pourrait créer des écarts dans la performance attendue, des problèmes d'exploitation ou l'incapacité de réaliser les efficacités escomptées dans les délais prévus. Les entreprises actuelles de Cenovus et Husky pourraient être touchées par le regroupement.

Les difficultés qui pourraient se poser au processus d'intégration sont les suivantes : i) incapacité d'intégrer efficacement les entreprises de manière à permettre à Cenovus de dégager les revenus et les économies escomptés dans les délais prévus; ii) complexités liées à la gestion d'une multinationale intégrée plus grande et plus complexe; iii) réalisation en temps opportun des synergies d'exploitation prévues; iv) intégration efficace et efficiente de tous les paliers de personnel à tous les niveaux de l'entreprise dans de multiples juridictions; v) difficultés à intégrer et à maintenir les relations avec les contacts de Husky dans l'industrie et ses partenaires d'affaires existants; vi) perturbations ou pertes du momentum au sein de chacune des entreprises en cours de Cenovus et Husky. En conséquence, Cenovus pourrait ne pas intégrer efficacement les activités de Husky avec les nôtres et souffrir de retards importants, ce qui pourrait avoir des effets négatifs sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et notre capacité de concrétiser les avantages escomptés de l'arrangement.

Le processus d'intégration pourrait nous faire perdre des employés clés qui devaient nous aider dans l'intégration et l'exploitation de Husky et Cenovus, ce qui pourrait alourdir les défis de l'intégration. Des difficultés ou des retards au niveau de l'intégration ou l'incapacité d'intégrer une partie ou la totalité de l'entreprise de Husky avec la nôtre pourraient avoir une incidence négative sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie, notre réputation et le cours de nos actions.

Coûts liés à l'intégration des entreprises de Cenovus et Husky

Cenovus peut devoir assumer des coûts importants relativement à l'établissement et la mise en œuvre des plans d'intégration en cours, y compris les coûts du regroupement des installations et des systèmes et d'autres coûts associés à la main-d'œuvre. L'ampleur de ces coûts et celle des coûts additionnels nécessaires à l'intégration des deux entreprises feront l'objet d'une évaluation constante. Même si Cenovus a envisagé un certain niveau de dépenses, il n'en demeure pas moins que le montant total ou l'échéancier des dépenses liées au processus d'intégration sont sous l'emprise de nombreux facteurs qui échappent à notre contrôle. L'élimination de coûts redondants, ainsi que la réalisation d'autres efficacités grâce à l'intégration des entreprises, risque de ne pas réussir à faire contreponds aux coûts liés à l'intégration pour nous apporter un avantage certain à court terme. Les coûts déjà mentionnés ainsi que tous coûts ou dépenses imprévus liés à l'intégration pourraient nuire à notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Accroissement de l'endettement

L'accroissement de l'endettement de Cenovus pourrait nous présenter des conséquences négatives, notamment : réduction des fonds disponibles pour les autres activités de l'entreprise; limitation de la capacité de Cenovus d'obtenir du financement additionnel aux fins du fonds de roulement, des dépenses d'investissement, de la mise au point de produits, du service de la dette, d'acquisitions et aux fins non sectorielles de l'entreprise; restriction de la marge de manœuvre de Cenovus pour exploiter l'entreprise; limitation de la capacité de Cenovus de déclarer des dividendes; obligation de réserver une partie des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de Cenovus au paiement des intérêts sur la dette existante, l'empêchant de financer d'autres fins; exposition de Cenovus à la hausse de la charge d'intérêts sur les emprunts à taux variables; limitation de la capacité de Cenovus à s'ajuster à l'évolution des marchés; la création d'un désavantage pour Cenovus par rapport à nos concurrents moins endettés; l'accentuation de la vulnérabilité de Cenovus dans un contexte de repli généralisé de l'économie; réduction des fonds disponibles pour les dépenses d'investissement importantes à l'entreprise de Cenovus.

Effet de dilution

L'émission des actions ordinaires de Cenovus dans le cadre de l'arrangement a eu un effet dilutif immédiat sur les participations des actionnaires existants de Cenovus. L'émission d'actions ordinaires de Cenovus à l'exercice, de temps à autre, de bons de souscription ou d'options de remplacement de Cenovus émis aux porteurs d'actions ordinaires de Husky et d'options de Husky avant l'arrangement aura un effet dilutif supplémentaire sur les participations des actionnaires de Cenovus. Ce genre d'émissions aura un effet dilutif sur le résultat par action de Cenovus, ce qui pourrait porter atteinte au cours de nos actions ordinaires ainsi qu'à la valeur des participations des actionnaires de Cenovus.

Il est également prévu que, de temps en temps, des actions seront attribuées à nos employés et administrateurs en vertu des régimes de rémunération de la société combinée. Ces attributions d'actions auront un effet dilutif sur le résultat par action de Cenovus, ce qui pourrait porter atteinte au cours de nos actions ordinaires.

Passifs imprévus et non comptabilisés éventuellement associés à l'arrangement

Dans le cadre de l'arrangement, il est possible que nous n'ayons pas trouvé des passifs, que nous les ayons sous-estimés ou que nous n'ayons pas pu les quantifier au cours du contrôle préalable qui a précédé l'exécution et la clôture de l'arrangement. En outre, en raison de l'arrangement, Cenovus peut être assujettie à des passifs imprévus, notamment des obligations environnementales et réglementaires au Canada et dans d'autres pays. Cenovus pourrait dès maintenant faire l'objet de réclamations liées aux activités et aux actions antérieures de Husky, notamment les actions de ses administrateurs et employés, qu'ils soient actuels ou antérieurs. Nous pourrions également avoir mauvaise presse en raison de ces questions, que nous en soyons ultimement trouvés responsables ou non, ce qui pourrait nous obliger à engager des frais importants ou des ressources importantes dans notre défense dans les poursuites liées à ces réclamations. L'issue de ces poursuites est incertaine et pourrait influencer négativement sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et notre réputation.

L'information pro forma peut ne pas représenter la situation financière et les résultats d'exploitation de Cenovus à la suite de l'arrangement

L'information financière pro forma qui figure dans les documents publics de Cenovus est donnée à titre illustratif uniquement aux dates respectives indiquées et n'est pas représentative de la situation financière et des résultats d'exploitation actuels de Cenovus. L'information financière pro forma non audité est tirée des états financiers historiques respectifs de Cenovus et Husky, et certains ajustements et hypothèses ont été apportés aux dates indiquées pour tenir compte de l'arrangement. L'information ayant fait l'objet d'ajustements et d'hypothèses était préliminaire et ce genre d'ajustements et d'hypothèses est difficile à apporter avec exactitude. En conséquence, l'entreprise, les actifs, les résultats d'exploitation et la situation financière de la société combinée peuvent différer sensiblement des mêmes éléments indiqués dans l'information financière pro forma non audité, et ces différences peuvent avoir une incidence négative sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et le cours de nos actions.

L'information pro forma sur nos réserves peut ne pas représenter les réserves de Cenovus à la suite de l'arrangement

L'information pro forma sur nos réserves figurant dans notre notice annuelle est fondée sur les rapports sur les réserves préparés par McDaniel et GLJ pour Cenovus (« le rapport sur les réserves de Cenovus 2020 »). Les estimations des réserves de Husky, préparées en interne par des évaluateurs en réserves qualifiés conformément au Manuel COGE, ont été auditées et examinées par Sproule, cabinet d'auditeurs indépendants qualifiés en réserves (le « rapport sur les réserves de Husky 2020 »). Les deux rapports sont en vigueur au 31 décembre 2020 (collectivement, les « rapports sur les réserves 2020 »). Aux fins d'illustration, Cenovus a combiné l'information sur les réserves présentée dans les deux rapports sur les réserves 2020. Les rapports sur les réserves 2020 ont été préparés selon des hypothèses différentes et un rapport sur les réserves indépendant au 31 décembre 2020 n'a pas été préparé pour la société combinée. Par conséquent, les réserves réelles de la société combinée, si elles étaient évaluées au 31 décembre 2020, pourraient différer des réserves pro forma présentées dans la notice annuelle. En tant qu'entités autonomes, Cenovus et Husky ont des activités et des capacités financières différentes, qui influent sur leur capacité de mettre en valeur des réserves. Finalement, il existe des différences systémiques dans les coûts de mise en valeur futurs de Cenovus et Husky.

Enfin, lorsqu'une évaluation indépendante de nos réserves combinées doit être faite à la suite de l'arrangement, les hypothèses sous-jacentes du rapport sur les réserves de Husky 2020 peuvent différer sensiblement des hypothèses ayant servi à évaluer les réserves combinées de la société combinée. Nos réserves réelles pourraient différer sensiblement des estimations pro forma et les réserves Husky acquises dans le cadre de l'arrangement pourraient se révéler inférieures à ce qui est prévu, ce qui aurait un effet négatif sur notre entreprise, nos activités, nos résultats financiers et le cours de nos actions.

Les évaluations techniques, des réserves, économiques et environnementales dans le cadre de l'arrangement peuvent se révéler inexactes

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

Plus particulièrement, le rapport sur les réserves de Husky 2020 a été préparé pour les périodes précédant la conclusion de l'arrangement au cours desquelles les biens de pétrole brut et de gaz naturel de Husky étaient exploités de façon autonome. Bien que la direction de Cenovus ait conclu à la fiabilité de l'information contenue dans le rapport sur les réserves de Husky 2020, Cenovus n'a pas procédé de façon indépendante à la vérification de l'information historique de ce rapport et n'est pas en mesure d'évaluer pleinement les procédures que Husky a employées pour

fournir, assembler et communiquer l'information sur Husky et ses actifs à Sproule. À noter que l'information sur les réserves et la récupération contenue dans le rapport sur les réserves de Husky 2020 n'est qu'une estimation, et la production réelle ainsi que les réserves ultimes de ces biens peuvent être supérieures ou inférieures aux estimations contenues dans ce rapport.

Inclusion de l'information historique relative à Husky

L'arrangement est en vigueur le 1^{er} janvier 2021, et l'intégration des entreprises de Cenovus et Husky est en cours. Cenovus n'a pas encore terminé l'évaluation indépendante et la mise à jour de certaines informations relatives aux actifs, réserves et activités acquis dans le cadre de l'arrangement. Certaines informations contenues dans le présent rapport de gestion et les documents publics de Cenovus sont basées sur l'information historique relative à Husky, qui est tirée, entre autres, de documents publics antérieurs de Husky et de l'information fournie par des administrateurs, dirigeants et employés actuels et anciens de Husky. La plus grande partie de l'information relative à Husky se rapporte aux périodes précédant la détention de Husky par Cenovus; elle est donc produite par des contrôles et des procédures de communication de l'information qui peuvent être différents de ceux en cours chez Cenovus. L'information provenant des deux entreprises n'est donc pas produite et communiquée en utilisant des normes équivalentes. De plus, les attentes de la direction de Cenovus quant à la performance future de la société combinée traduisent l'état courant de son information au sujet de Husky et ses activités; il ne peut donc y avoir de garantie que cette information est exacte à tous les égards importants. Des inexactitudes dans l'information historique relative à Husky peuvent faire varier les résultats financiers et opérationnels de Cenovus par rapport à nos attentes, ce qui influencerait négativement sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et le cours de nos actions.

Incertitude liée aux clients, fournisseurs ou autres parties indépendantes

L'arrangement peut avoir des conséquences sur les relations de Cenovus avec les clients, fournisseurs et autres parties indépendantes, qui peuvent nuire à nos activités et résultats d'exploitation. Certains clients, fournisseurs ou autres parties indépendantes risquent de vouloir résilier ou modifier les obligations contractuelles, même si elles ne sont pas créées par l'arrangement. Rien ne garantit que ces parties resteront ou continueront d'avoir des relations avec Cenovus ou Husky ou qu'elles le feront aux mêmes conditions contractuelles ou à des conditions similaires. Si elles cherchaient à résilier ou modifier les obligations contractuelles ou encore à cesser toute relation avec Cenovus ou Husky, cela pourrait avoir une incidence négative sur nos activités et nos résultats d'exploitation.

Toute perturbation en matière de relations avec des parties indépendantes pourrait restreindre notre capacité de réaliser les avantages escomptés de l'arrangement et pourrait nuire aux entreprises existantes, activités et situation financière de Cenovus et de Husky.

Risques liés aux bons de souscription de Cenovus

Il n'y a aucune assurance qu'il existe un marché public actif pour les bons de souscription de Cenovus. Si un tel marché existait, le prix des bons de souscription de Cenovus pourrait subir les contrecoups d'une diversité de facteurs liés à l'entreprise de Cenovus, notamment les fluctuations des résultats d'exploitation et résultats financiers de Cenovus, les suites de toute annonce publique faite par Cenovus et l'incapacité de Cenovus de répondre aux attentes des analystes. De plus, le cours des actions ordinaires de Cenovus pourrait se répercuter de façon marquée sur le prix des bons de souscription, ce qui pourrait faire varier sensiblement le prix des bons de souscription de Cenovus et en faire baisser la valeur.

La valeur des bons de souscription de Cenovus sera diluée par toute émission d'actions ordinaires supplémentaires de la société combinée lors de placements futurs ou de l'exercice d'options de remplacement ou de bons de souscription en cours de Cenovus. La dilution pourrait nuire au cours des actions ordinaires de Cenovus comme à la valeur des participations des actionnaires de Cenovus.

Risques liés aux actionnaires importants de Cenovus

Au 1^{er} janvier 2021, Hutchison Whampoa Europe Investments S.à r.l. (« Hutchison »), L.F. Investments S.à r.l. (L.F. Investments) et ConocoPhillips détenaient respectivement 15,7 %, 11,5 % et 10,3 % des actions ordinaires de Cenovus. Même si Hutchison et L.F. Investments sont toutes deux assujetties à des restrictions qui interdisent la vente ou le transfert des actions ordinaires de Cenovus jusqu'au 1^{er} juillet 2022, aux termes de leurs ententes de statu quo respectives avec Cenovus, la vente d'actions ordinaires détenues par Hutchison, L.F. Investments ou ConocoPhillips sur le marché, que ce soit par le biais de ventes sur le marché libre aux bourses de Toronto ou de New York, de ventes en bloc privées, de placements par prospectus effectués conformément à leurs ententes respectives de droits d'inscription que Hutchison, L.F. Investments et ConocoPhillips a chacune conclues avec Cenovus, la perception par le marché de l'intention de ConocoPhillips de vendre des actions ordinaires de Cenovus, cette vente aura une incidence sur le cours des actions ordinaires de Cenovus.

Même si Hutchison et L.F. Investments doivent chacune observer des clauses restrictives en matière de droit de vote aux termes d'ententes de statu quo respectives avec Cenovus dans le cadre de l'arrangement, chacune de ces sociétés peut avoir une incidence sur des questions qui requièrent l'approbation des actionnaires.

Montant des paiements éventuels à verser à ConocoPhillips

Dans le cadre de l'acquisition de Conoco, nous avons convenu de verser des paiements éventuels dans certaines circonstances. Le montant de ces paiements varie de temps à autre en fonction du prix du WCS en dollars canadiens pendant la période de cinq ans suivant la clôture de l'acquisition de Conoco (17 mai 2017); ces paiements peuvent être considérables. De plus, dans le cas où d'autres paiements seraient faits, les résultats présentés et d'autres ratios de la société pourraient en subir les répercussions défavorables.

Lois fiscales

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

Risque lié à la fiscalité américaine

En janvier 2021, une nouvelle administration présidentielle a pris le pouvoir aux États-Unis. Les promesses électorales faites par la nouvelle administration comprenaient plusieurs dispositions fiscales qui pourraient avoir des répercussions négatives sur Cenovus. Ces dispositions incluent une hausse du taux d'imposition fédéral des sociétés et un nouvel impôt minimum sur les sociétés. La capacité de la nouvelle administration à promulguer des lois fiscales est incertaine; il n'en reste pas moins que les activités de Cenovus aux États-Unis feront l'objet d'une hausse de l'impôt fédéral dans l'avenir.

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

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

Pour l'application des méthodes comptables, la direction est tenue de faire des estimations, de formuler des hypothèses, ainsi que d'avoir recours à des jugements, lesquels pourraient avoir une incidence importante sur nos résultats financiers. 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. Nos méthodes comptables et estimations critiques 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 nos méthodes comptables significatives.

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

Les jugements d'importance critique sont ceux que la direction doit poser lors de l'application des méthodes comptables qui ont le plus d'effet sur les montants comptabilisés dans nos états financiers consolidés annuels et intermédiaires.

Partenariats

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

Pour déterminer le classement de ses partenariats conformément à IFRS 11 *Partenariats*, la société a pris en compte les facteurs suivants :

- L'objet du partenariat était la mise sur pied d'une coentreprise intégrée d'exploitation du pétrole lourd en Amérique du Nord. Le recours à deux partenariats pour former une coentreprise intégrée, au départ neutre sur le plan de la fiscalité, se justifiait du fait que les actifs sont situés dans différents territoires de compétence fiscale. Les partenariats sont des entités intermédiaires dotées d'une durée de vie limitée.
- Les ententes de partenariat exigent des partenaires (Cenovus d'une part et Phillips 66 d'autre part, ou leurs filiales respectives) qu'ils fassent des apports si les fonds sont insuffisants pour que les partenariats s'acquittent de leurs obligations ou règlent leurs passifs. L'expansion passée et future de WRB est tributaire du financement consenti par les partenaires au moyen d'effets à payer et de prêts octroyés aux partenariats.
- La relation de participation directe de WRB fonctionne sur la base qu'un partenaire est l'exploitant et extrait les produits au nom des participants. La structure de WRB est modifiée pour tenir compte du contexte opérationnel de l'entreprise de raffinage.
- À titre d'exploitant, Phillips 66, directement ou par l'intermédiaire de filiales entièrement détenues, assure la commercialisation, achète les charges d'alimentation nécessaires et s'occupe du transport et du stockage pour le compte des partenaires, car les accords interdisent au partenariat d'effectuer lui-même ces tâches. En outre, le partenariat n'a pas d'employés et ne pourrait donc pas s'en acquitter.
- Selon l'arrangement, la production revient aux partenaires, ce qui indique que les partenaires ont des droits sur les avantages économiques découlant des actifs et l'obligation de financer les passifs de l'arrangement.

Actifs de prospection et d'évaluation

L'application de la méthode comptable de la société aux dépenses de prospection et d'évaluation exige de poser un jugement pour déterminer si un avantage économique futur est probable lorsque les activités ont atteint un stade où la faisabilité technique et la viabilité commerciale ne peuvent être établies de façon raisonnable. Divers facteurs sont pris en compte, tels que les résultats des travaux de forage, les programmes d'investissement à venir, les charges d'exploitation futures ainsi que les réserves et les ressources estimatives. En outre, la direction doit exercer son jugement pour déterminer si certains actifs de prospection et d'évaluation doivent être reclassés dans les immobilisations corporelles. Pour ce faire, elle tient compte de plusieurs facteurs, notamment les suivants : l'existence de réserves, la réception des autorisations nécessaires de la part des organismes de réglementation ainsi que le processus d'approbation interne de Cenovus.

Délimitation des UGT

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

Détermination de la durée d'un contrat de location

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

Principales sources d'incertitude relative aux estimations

Les estimations comptables d'importance critique sont celles qui font en sorte que la direction doit poser des jugements particulièrement subjectifs ou complexes sur des sujets par nature incertains. Les estimations et les hypothèses qui les sous-tendent sont examinées périodiquement, et toute révision des estimations comptables est comptabilisée dans la période au cours de laquelle la révision est effectuée. Sont présentées ci-après les hypothèses clés quant à l'avenir et les autres sources d'estimation à la fin de la période de présentation de l'information qui, si elles étaient modifiées, pourraient entraîner un ajustement significatif de la valeur comptable des actifs et des passifs de l'exercice à venir.

En mars 2020, l'Organisation mondiale de la Santé a déclaré une pandémie mondiale à la suite de l'émergence et de la propagation rapide de la COVID-19. La pandémie et les mesures prises pour limiter son ampleur ont contribué au recul sensible des marchés financiers et à leur instabilité. La pandémie a eu des répercussions négatives sur le commerce à l'échelle mondiale, et a entre autres contribué à réduire radicalement la demande mondiale de pétrole brut.

On ne connaît pas pour l'heure l'étendue complète des répercussions de la COVID-19 sur nos activités et notre performance financière future, qui dépendra des événements futurs qui sont incertains et imprévisibles. On pense à la durée et à la propagation de la COVID-19, son incidence continue sur les marchés des capitaux et financiers à une échelle macroéconomique et toute nouvelle information qui pourrait survenir quant à la gravité du virus. Ces incertitudes peuvent persister au-delà du délai dont on a besoin pour contenir ou traiter les effets du virus. La pandémie représente incertitudes et risques pour la société, notre performance, les estimations et les hypothèses dont se sert la direction pour préparer les résultats financiers.

La pandémie et les conjonctures actuelles ont augmenté la complexité des estimations et des hypothèses qui servent à préparer les états financiers consolidés, en particulier le calcul des valeurs recouvrables.

De plus, l'évolution de la demande mondiale de l'énergie et l'essor mondial des sources d'énergie de remplacement ne provenant pas de combustibles fossiles pourraient modifier les hypothèses utilisées pour le calcul des valeurs recouvrables et réduire la valeur comptable des actifs connexes. Le moment où les marchés effectueront la transition des sources d'énergie à base de carbone vers des énergies de remplacement est hautement incertain.

Les changements apportés aux hypothèses pourraient modifier fortement la valeur comptable des actifs et des passifs de l'exercice à venir.

Réserves de pétrole brut et de gaz naturel

L'estimation des réserves de pétrole brut et de gaz naturel comporte en soi un certain nombre d'incertitudes. L'estimation des réserves repose sur plusieurs variables, notamment les quantités récupérables d'hydrocarbures, le coût de l'élaboration des infrastructures nécessaires pour récupérer les hydrocarbures, les coûts de production, le prix de vente estimatif des hydrocarbures produits, les paiements de redevances et les impôts. Toute variation de ces données pourrait avoir une incidence considérable sur les estimations des réserves, ce qui se répercuterait sur les tests de dépréciation, la juste valeur moins les coûts de sortie et la dotation à l'amortissement et à l'épuisement relatifs aux actifs de pétrole brut et de gaz naturel des secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques de la société. Les réserves de la société sont établies annuellement par les ERIA de la société, qui les lui transmettent.

Valeur recouvrable

La détermination de la valeur recouvrable d'une UGT ou d'un actif donné exige l'utilisation d'estimations et d'hypothèses qui sont susceptibles d'être modifiées lorsque de nouvelles informations sont disponibles. Dans le cas des actifs en amont de la société, ces estimations portent notamment sur les prix à terme des marchandises, les volumes de production prévus, le volume des réserves et des ressources, les taux d'actualisation, les coûts de mise en valeur et les charges d'exploitation futurs. La valeur recouvrable des actifs de raffinage, du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut et des actifs au titre de droits d'utilisation connexes de la société repose sur des hypothèses à l'égard de la production, des prix à terme des marchandises, des marges de craquage, des charges d'exploitation, de la capacité de transport, des dépenses d'investissement futures, de l'état de l'offre et de la demande et des valeurs finales utilisés. La valeur recouvrable des actifs au titre de droits d'utilisation immobiliers de la société repose sur l'utilisation d'hypothèses portant entre autres sur l'état du marché immobilier, notamment les taux d'inoccupation et les conditions du marché de sous-location, le prix du pied carré, la disponibilité de l'espace locatif et les coûts d'emprunt. Toute modification apportée aux hypothèses entrant dans la détermination de la valeur recouvrable pourrait avoir une incidence sur la valeur comptable des actifs visés.

Dépréciations en amont de 2020

Les valeurs recouvrables des UGT en amont de Cenovus ont été déterminées en fonction de la juste valeur diminuée des coûts de sortie. Les principales hypothèses sous-tendant la détermination des flux de trésorerie futurs générés par les réserves comprennent les prix du pétrole brut, des LGN et du gaz naturel, les coûts de mise en valeur et les taux d'actualisation. La juste valeur des biens productifs a été calculée en fonction des flux de trésorerie après impôt actualisés des réserves prouvées et probables à l'aide de prix à terme et d'estimations des coûts au 31 décembre 2020. Toutes les réserves ont été évaluées par les ERIA au 31 décembre 2020.

Prix du pétrole brut, des LGN et du gaz naturel

Les prix à terme au 31 décembre 2020 utilisés pour déterminer les flux de trésorerie futurs générés par les réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel sont les suivants :

	2021	2022	2023	2024	2025	Variation annuelle moyenne par la suite (%)
WTI (\$ US/baril)	47,17	50,17	53,17	54,97	56,07	2,0 %
WCS (\$ CA/baril)	44,63	48,18	52,10	54,10	55,19	2,0 %
Edmonton C5+ (\$ CA/baril)	59,24	63,19	67,34	69,77	71,18	2,0 %
AECO ¹⁾ (\$ CA/kpi ³)	2,88	2,80	2,71	2,75	2,80	2,0 %

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

Taux d'actualisation et d'inflation

Les flux de trésorerie futurs actualisés sont calculés par application d'un taux d'actualisation compris entre 10 % et 15 %, en tenant compte des caractéristiques individuelles des UGT et d'autres facteurs économiques et opérationnels. Le taux d'inflation est estimé à environ 2 %.

Dépréciation des actifs de raffinage de 2020

La valeur recouvrable (niveau 3) de l'UGT de Borger a été déterminée selon la juste valeur diminuée des coûts de sortie. La juste valeur diminuée des coûts de sortie a été calculée d'après les flux de trésorerie après impôts actualisés au moyen de prix à terme et d'estimations de coûts. Les principales hypothèses ayant servi à la détermination des flux de trésorerie futurs comprennent les prix à terme du brut, les marges de craquage à terme, les dépenses d'investissement futures, les coûts d'exploitation, les valeurs finales et le taux d'actualisation. Les marges de craquage à terme sont basées sur les contrats boursiers à presque un mois de WTI et les prix au comptant de l'essence et du diesel.

Prix à terme du brut et marges de craquage à terme

Les prix à terme reposent sur la meilleure estimation de la direction et sont corroborés par des données de tiers. Au 30 septembre 2020, les prix à terme utilisés pour déterminer les flux de trésorerie futurs étaient les suivants :

- Prix à terme du WTI pour 2021 à 2022 – de 36,36 \$ US le baril à 50,84 \$ US le baril; pour 2023 à 2025 – de 49,66 \$ US le baril à 58,74 \$ US le baril.
- Écart entre le WTI et le West Texas Sour pour 2021 à 2022 – de 0,37 \$ US le baril à 1,73 \$ US le baril; pour 2023 à 2025 – de 1,21 \$ US le baril à 1,81 \$ US le baril.
- Marque de craquage à terme du groupe 3 pour 2021 à 2022 – de 11,56 \$ US le baril à 13,23 \$ US le baril; pour 2023 à 2025 – de 11,79 \$ US le baril à 16,58 \$ US le baril.
- Les prix ultérieurs ayant servi à déterminer les flux de trésorerie futurs jusqu'en 2035 ont été extrapolés selon un taux de croissance de 2 %.

Taux d'actualisation et d'inflation

Les évaluations des flux de trésorerie futurs actualisés sont faites selon un taux d'actualisation de 10 % en fonction des caractéristiques individuelles des UGT considérées et d'autres facteurs économiques et opérationnels.

Coûts de démantèlement

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

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

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

Charges d'impôt sur le résultat

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels Cenovus exerce ses activités peuvent changer. Il y a habituellement un certain nombre de questions fiscales en examen, et le montant de l'impôt sur le résultat fait donc l'objet d'une incertitude relative aux estimations.

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

Changements de méthodes comptables

Aucune norme ou interprétation comptable, nouvelle ou modifiée, n'a été adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

Adoption à venir de nouvelles normes et interprétations comptables

De nouvelles normes et interprétations et des modifications de normes comptables entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2021 et n'ont donc pas été appliquées au moment de la préparation des états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020. Ces normes et interprétations ne devraient pas avoir d'incidence importante sur nos états financiers consolidés. La norme qui est applicable à nous est la suivante et sera adoptée à sa date d'entrée en vigueur.

Réforme des taux d'intérêt de référence

Le 27 août 2020, l'IASB a publié la Réforme des taux d'intérêt de référence – Phase 2 (modifications à IFRS 9 *Instruments financiers*, IAS 39 *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, IFRS 7 *Instruments financiers : Informations à fournir*, IFRS 4 *Contrats d'assurance* et IFRS 16) (la « phase 2 des modifications des taux IBOR »), qui clarifie les changements qui ont lieu après la réforme d'un taux d'intérêt de référence. Les modifications s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2021, et l'application anticipée est permise. La phase 2 des modifications des taux IBOR se rapporte principalement à la modification des instruments financiers, qui permet une mesure de simplification des modifications requises par la réforme. La mesure de simplification pour les modifications est comptabilisée en mettant à jour le taux d'intérêt effectif sans modification de l'instrument financier et est assujettie au respect de tous les critères d'applicabilité. Nous nous attendons à ce que la phase 2 des modifications des taux IBOR n'ait pas d'incidence importante sur les états financiers consolidés.

ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

La direction, notamment le président et chef de la direction et le vice-président directeur et chef des finances, a procédé à une évaluation de la conception et de l'efficacité du CIIF et des contrôles et procédures de communication de l'information (les « CPCI ») au 31 décembre 2020. La direction a utilisé les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework (2013)*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission, pour évaluer la conception et l'efficacité du CIIF. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le CIIF et les CPCI étaient efficaces au 31 décembre 2020.

L'efficacité du CIIF de la société a fait l'objet d'un audit au 31 décembre 2020 par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., cabinet de comptables professionnels agréés indépendant, comme il est mentionné dans le rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant qui est joint à nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

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.

DÉVELOPPEMENT DURABLE

Le développement durable fait partie intégrante de la façon dont Cenovus mène ses activités. Notre engagement à cet égard se manifeste par la création d'un milieu de travail sécuritaire et inclusif, la collaboration avec les communautés locales et autochtones et le recours à l'innovation pour réduire autant que possible notre impact sur l'environnement. Nous estimons qu'un juste équilibre entre les facteurs environnementaux, économiques et sociaux crée de la valeur à long terme.

Pour assurer notre bonne performance à l'égard du développement durable, notre *Politique en matière de développement durable* oriente nos activités dans les domaines suivants : le leadership, la gouvernance, les ressources humaines, l'environnement, l'engagement des parties prenantes, l'engagement des Autochtones et la participation de la collectivité et l'investissement dans celle-ci.

L'engagement de Cenovus à l'égard d'une performance de classe mondiale en matière de sécurité et de leadership ESG s'articule autour de cibles ESG ambitieuses, de systèmes de gestion robustes et de la communication transparente sur la performance. Nous continuerons de viser cette position de fournisseur mondial d'énergie par excellence en faisant avancer les technologies propres et en réduisant l'intensité des émissions. Nous avons l'ambition de parvenir à la carboneutralité d'ici 2050. Nous continuerons de miser sur la solidité de nos relations avec les collectivités locales, tout en visant le rapprochement économique avec les communautés autochtones.

Les cibles que vise Cenovus en 2020 pour les secteurs ESG clés sont le résultat de processus robustes dont l'objet est de respecter notre plan et notre stratégie d'entreprise. Nous continuerons de viser les cibles ESG maintenant que nous avons réalisé l'arrangement avec Husky et nous entreprendrons une analyse de fond similaire avant d'établir des cibles intelligentes pour le nouveau portefeuille. Les nouveaux plans et cibles seront communiqués une fois ce travail effectué en 2021 et approuvé par le conseil.

Nous avons publié en juillet 2020 notre rapport de 2019 sur les facteurs ESG. Ce rapport fait état des efforts et de la performance de la direction dans les domaines mentionnés dans notre *Politique en matière de développement durable* qui comptent pour nos parties prenantes. Notre rapport sur les facteurs ESG peut être consulté sur notre site Web, à l'adresse cenovus.com.

PERSPECTIVES

Nous nous attendons à ce que 2021 soit une année de défis aussi bien pour notre secteur d'activité que pour l'économie mondiale en général en raison des effets de la COVID-19. Dans le contexte de l'incertitude soutenue créée par la COVID-19 et de l'ampleur des nouveaux cas, nous prévoyons que la demande de pétrole brut et de produits raffinés sera variable en 2021, sa reprise reposant sur le succès de la relance économique. Une augmentation de la demande de produits raffinés serait un signe précurseur d'une reprise. Nous avons comme priorité absolue de maintenir la solidité de notre bilan. Nous disposons de fortes liquidités, d'actifs de premier ordre que nous pouvons gérer efficacement pour répondre aux signaux de prix, d'une des structures de coûts les plus basses du secteur, et nous avons démontré notre capacité de réduire les dépenses en capital discrétionnaires, ce qui devrait nous permettre de continuer à nous adapter à ces défis.

Nous continuons de surveiller la dynamique globale des marchés pour évaluer comment nous gérons nos niveaux de production en amont. Nos actifs peuvent répondre aux signaux des marchés et nous pouvons accélérer la production en conséquence. Nos décisions quant aux niveaux de production et aux taux de traitement de brut seront basées sur la maximisation de la valeur que nous recevrons pour nos produits. Nous nous attendons à ce qu'en 2021, la production annuelle moyenne en amont se situe entre 730 000 bep/j et 780 000 bep/j et que le total de la production en amont se chiffre entre 500 000 b/j et 550 000 b/j.

Compte tenu de la clôture de l'arrangement, nous estimons pouvoir atteindre des synergies d'environ 600 M\$ en frais généraux et d'administration et en charges d'exploitation annuels et d'environ 600 M\$ en répartition des capitaux. Notre budget pour 2021 nous permettra de réaliser cette année près de 400 M\$ des synergies estimées en frais généraux et d'administration et en charges d'exploitation annuels et la totalité des synergies prévues en répartition des capitaux. À plus longue échéance, nous devrions réaliser des économies additionnelles et relever les marges en intégrant physiquement davantage les actifs en amont avec les actifs en aval afin de raccourcir la chaîne de valeur et réduire les coûts des condensats liés au transport du pétrole lourd. Nous continuons de rechercher des occasions additionnelles de réduire nos coûts 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.

Dans le contexte des défis qui se posent à notre secteur d'activité et à l'économie mondiale et compte tenu de la clôture de l'arrangement avec Husky, nous évaluons la possibilité de dégager des fonds disponibles combinés de près de 11 G\$ d'ici la fin de 2024, objectif que nous avons annoncé dans notre communiqué datant du 2 octobre 2019. Un nouveau plan d'entreprise quinquennal pour la société combinée devrait être élaboré plus tard cette année.

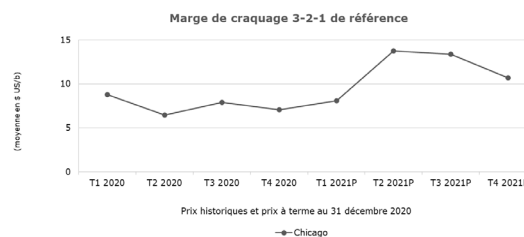
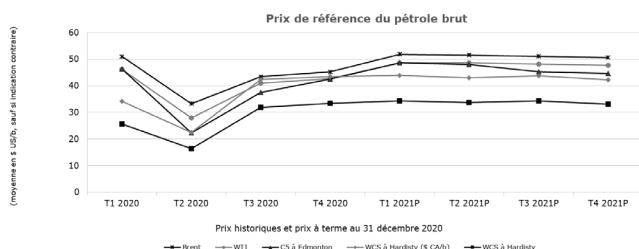
L'analyse des perspectives qui suit porte essentiellement sur les douze mois à venir.

Prix des marchandises sous-tendant les résultats financiers

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

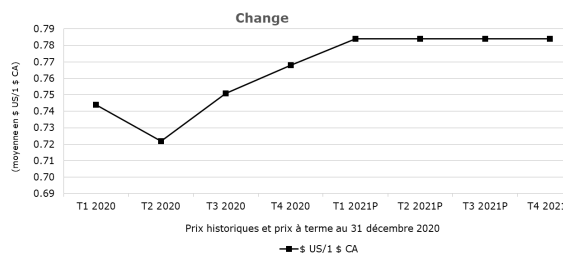
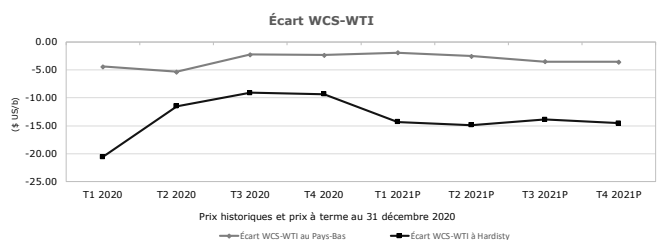
- L'orientation générale des prix du pétrole brut léger dépendrait principalement de la réaction de l'offre et de la demande au contexte actuel incertain des prix, des répercussions de l'offre excédentaire et des conséquences sur la demande mondiale des préoccupations au sujet de la COVID-19.
- La volatilité des prix du pétrole brut et des produits raffinés devrait se poursuivre en raison de la destruction de la demande de brut par la COVID-19.
- L'efficacité de la distribution des vaccins et son succès régiront le rythme de la relance de la demande de pétrole.
- La mesure dans laquelle les pays membres de l'OPEP+ (y compris la Russie) continueront de réduire la production de brut.
- Nous prévoyons que l'écart WTI-WCS en Alberta restera en grande partie relié à la mesure dans laquelle la réduction de l'offre sera maintenue, 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 à l'intensité du transport ferroviaire de pétrole brut.
- Nous sommes d'avis que les marges de craquage des raffineries resteront faibles en 2021 par rapport aux marges usuelles en raison de la chute de la demande de produits raffinés causée par la COVID-19, en particulier pendant le premier semestre de l'exercice. Les marges de craquage continueront à fluctuer, compte tenu des tendances saisonnières et des réductions du volume de traitement 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 subi une pression à la baisse en raison de la chute de la demande liée à la COVID-19, mais la courbe des prix à terme indique que le marché prévoit une remontée des prix de l'AECO en 2021. La réduction de la production de gaz associé et de gaz sec, ainsi que la reprise de la demande américaine et des exportations de LGN, devrait resserrer les fondamentaux du marché du gaz de l'Amérique du Nord en 2021 et remonter les prix par rapport à 2020 sur une base annuelle.

Nous nous attendons à ce que la corrélation se poursuive entre, d'une part, le dollar canadien et, d'autre part, 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. En 2020, par deux fois, la Banque du Canada a baissé son taux directeur repère en raison de la pandémie et il est prévu qu'elle maintiendra son taux jusqu'en 2023.



Notre production de brut en amont et la plupart de nos produits raffinés en aval sont exposés aux fluctuations du prix du WTI. Compte tenu de la clôture de l'arrangement, notre risque a augmenté en amont comme en aval.

Notre capacité de raffinage est maintenant concentrée dans le Midwest américain, avec des expositions plus faibles à la côte américaine du golfe du Mexique et en Alberta. Nous sommes exposés aux marges de craquage de tous ces marchés.

Notre exposition aux marges du brut englobe les marges du brut léger et du brut lourd. L'exposition aux marges du brut léger est liée au brut léger du marché du Midwest américain où nous possédons une capacité de raffinage et, dans une moindre mesure, de la côte américaine du golfe du Mexique et de l'Alberta. Notre exposition aux marges du brut lourd comprend une composante brut lourd mondiale, une composante régionale dans les marchés de destination de nos barils, ainsi qu'une marge pour l'Alberta, qui assume des contraintes relatives au transport. Nous sommes préparés à une certaine volatilité des prix et des marges du pétrole brut. Nous avons toujours la possibilité d'atténuer l'incidence des écarts de prix du pétrole brut et des produits raffinés au moyen des mesures suivantes :

- Engagements et ententes en matière de transport – Nos engagements fermes actuels en matière de capacité à emporter nous permettent d'appuyer les projets de transport servant à acheminer le pétrole brut de nos zones de production jusqu'aux marchés de consommation, notamment aux 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 des écarts sur 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 poursuivons la gestion de nos taux de production en fonction des contraintes limitant la capacité de transport pipelinier, de la réduction de production volontaire et obligatoire et des écarts de prix du brut.
- Les réservoirs de stockage traditionnel du brut à divers emplacements.
- Opérations de couverture financière – Nous limitons l'incidence des fluctuations des prix du brut et des produits raffinés en concluant des opérations financières liées à nos expositions.

Grandes priorités de 2021

Nous avons récemment mis à jour nos priorités et les avons communiquées le 28 janvier 2021. Dans le contexte actuel des prix des marchandises, nous maintenons le cap sur la solidité de notre bilan et de nos liquidités. En ces temps incertains, notre priorité absolue demeure l'amélioration de la résilience et de la flexibilité financières, tandis que le déroulement sûr et fiable de notre exploitation reste prioritaire.

Notre stratégie d'entreprise 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 nous attendons à rester axés sur la rigueur en matière de dépenses d'investissement, l'utilisation de l'ensemble de nos actifs et la domination continue du marché par les coûts pour améliorer les marges et les avantages environnementaux.

Sécurité et fiabilité de l'exploitation

La première de nos priorités est d'opérer en toute sécurité et fiabilité. La sécurité continue d'être une valeur primordiale qui inspire toutes nos prises de décisions. Nous continuerons de promouvoir une culture de la sécurité dans tous les aspects de notre entreprise et, dans ce sens, nous nous baserons en tout temps sur une diversité de programmes.

Synergies et domination du marché par les coûts

Le regroupement avec Husky améliorera davantage notre structure de coûts. Le budget de 2021 nous permettra de réaliser des synergies annuelles de 400 M\$ au chapitre des frais généraux et d'administration et des charges d'exploitation ainsi que des synergies de 600 M\$ à celui de la répartition des capitaux en 2021.

Déjà en cours de réalisation, les synergies au chapitre des frais généraux et d'administration et des charges d'exploitation se réaliseront par le regroupement des systèmes de technologie de l'information, l'élimination des autres services qui font double emploi et la réduction de la main-d'œuvre combinée et des frais généraux et d'administration combinés. On s'attend à une amélioration immédiate de l'efficacité grâce à la mise en œuvre des meilleures pratiques dans chaque entreprise, notamment le recours à l'expertise opérationnelle de Cenovus pour les actifs de sables bitumineux de Husky, la réalisation d'économies d'échelle dans le portefeuille agrandi, la recherche d'efficacités au niveau commercial et à celui des contrats dans les occasions qui se présentent en matière de transport, de stockage, de logistique, de commercialisation et de fluidification.

À long terme, nous prévoyons, en poussant l'intégration physique, réaliser des économies additionnelles et relever les marges. L'intégration des actifs en amont de Cenovus avec ceux en aval de Husky et avec le portefeuille d'actifs

de transport, de stockage et de logistique devrait raccourcir la chaîne de valeur et réduire les coûts des condensats associés au transport du pétrole lourd sur le long terme.

Nous continuons de réduire nos coûts d'exploitation et nos frais généraux et d'administration. En 2021, nous chercherons encore des moyens d'améliorer les efficacités dans l'ensemble de Cenovus afin de réduire les coûts marginaux du capital, de l'exploitation et de l'administration générale.

Rigueur en matière de dépenses d'investissement

Nous avons présenté nos objectifs de 2021 le 28 janvier 2021. Les dépenses d'investissement totales prévues se situent entre 2,3 G\$ et 2,7 G\$, y compris un capital durable de près de 2,1 G\$ et des coûts de 520 M\$ à 570 M\$ (à l'exclusion du produit d'assurance) pour la reconstruction de la raffinerie Superior. Nous continuerons de démontrer de la rigueur dans nos dépenses d'investissement. Les objectifs de 2021 peuvent être consultés sur notre site Web, à l'adresse cenovus.com.

Dans le secteur des sables bitumineux pour 2021, notamment les projets de sables bitumineux Christina Lake, Foster Creek, Sunrise et Tucker, les projets de production par méthode thermique Lloydminster et les projets de production de froid et de récupération assistée, notre budget se situe entre 850 M\$ et 950 M\$. L'investissement dans les sables bitumineux se concentre sur les actifs de Christina Lake et Foster Creek et sur les actifs de Lloydminster. Nous devrions tirer des sables bitumineux une production allant de 524 000 à 586 000 barils par jour pour 2021.

L'investissement dans le secteur Hydrocarbures classiques devrait se situer entre 170 M\$ et 210 M\$ et inclut l'expansion économique de diverses zones pétrolières afin de générer des rendements élevés, améliorer les structures de coûts sous-jacentes en augmentant le volume et en annulant les déclinés. La production devrait atteindre entre 132 000 et 151 000 bep par jour.

Dans le secteur Production extracôtière, y compris l'exploitation et les projets de prospection en Asie-Pacifique et au Canada atlantique, l'investissement devrait atteindre 200 M\$ à 250 M\$: puits planifiés en Chine, aménagement continu des champs dans les régions MDA-MBH et MDK du détroit de Madura, capital de préservation de la ligne de base du projet West White Rose, reporté en 2021 dans l'attente des résultats de l'évaluation des options. La production de la participation directe de notre secteur Production extracôtière devrait se situer entre 61 000 et 72 000 barils par jour.

En 2021, le secteur amont, composé des secteurs Fabrication et ventes au détail canadiens et américains, devrait recevoir un investissement de 1,0 G\$ à 1,2 G\$ et continuera de se concentrer sur la maintenance et la fiabilité des activités de raffinage, les projets en matière de sécurité et les occasions d'optimisation d'un rendement élevé. Le projet de reconstruction des installations Superior, pour sa part, bénéficiera d'un investissement de l'ordre de 520 M\$ à 570 M\$, son objectif étant d'améliorer notre intégration en réduisant notre exposition aux écarts d'emplacement entre le WTI et le WCS. La production en aval devrait se situer entre 500 000 et 550 000 barils par jour.

Nous nous attendons à investir entre 75 M\$ et 100 M\$ dans les activités non sectorielles pour 2021 dans l'ensemble de l'entreprise.

En 2021, nous prévoyons tirer des synergies de la répartition des capitaux pour l'ensemble de l'entreprise en optimisant le capital durable pour les actifs de premier ordre tout en maintenant la sécurité et la fiabilité des activités dans le portefeuille au complet.

Au 31 décembre 2020, l'encours de la dette nette se situait à 7,2 G\$. Les fonds disponibles marginaux annuels tirés des synergies à court terme identifiées parallèlement à la clôture de l'arrangement devraient nous permettre de désendetter notre bilan. Du fait des fonds en caisse et du montant disponible au titre de notre facilité de crédit engagée, nous disposons de liquidités d'environ 10,4 G\$ au titre de la société combinée. De plus, WRB dispose d'une capacité de près de 70 M\$, pour la quote-part de Cenovus, sur ses facilités de crédit à vue. Nous continuerons de nous concentrer sur la répartition des fonds disponibles afin de réduire l'endettement net à moins de 10 G\$ et, à long terme, de 8 G\$ ou moins.

Maintien de la résilience financière

Nous disposons d'actifs de premier ordre, d'une structure de coûts parmi les plus basses du secteur et d'un bilan solide, autant de facteurs qui nous positionnent pour surmonter les défis que pose la conjoncture actuelle. La souplesse de notre processus de planification des dépenses d'investissement, combinée à notre capacité de réduire nos dépenses en fonction des prix des marchandises et d'autres facteurs économiques, favorise notre résilience financière. L'arrangement supprime une grande partie de l'exposition aux écarts d'emplacement entre le WTI et le WCS et réduit la volatilité des prix des marchandises. Notre structure financière et la souplesse de notre plan d'affaires multiplient les options de gestion de notre bilan. Nous continuerons d'évaluer régulièrement nos plans de dépenses tout en surveillant étroitement les prix du brut en 2021.

Notre priorité sera de maximiser nos fonds disponibles en concentrant nos investissements sur les dépenses d'investissement durable qui nous mettront en position de diriger nos fonds disponibles vers notre bilan, nous permettant de réaliser notre objectif de dette nette de 10 G\$, soit l'équivalent d'une cible de moins de deux fois le ratio dette nette/BAIIA ajusté, sans devoir recourir à la vente d'actifs.

La faible volatilité des fonds disponibles, les prix de vente au seuil de rentabilité et les frais généraux et d'administration durables appuient un profil d'investissement de premier ordre et un coût de capital plus faible pendant tout le cycle des prix des marchandises. Nous demeurons engagés à maintenir nos notations de premier ordre.

Rendement pour les actionnaires

Après avoir atteint nos objectifs en matière de bilan, nous devrions pouvoir utiliser les fonds disponibles pour accroître durablement les distributions aux actionnaires. Le conseil a déclaré un dividende de 0,0175 \$ par action ordinaire pour le premier trimestre, payable le 31 mars 2021 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits au 15 mars 2021. Le conseil a déclaré un dividende pour le premier trimestre sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7, payable le 31 mars 2021, d'un montant de 8 M\$.

ESG

Notre engagement à l'égard du leadership ESG s'articule autour de cibles ESG ambitieuses, de systèmes de gestion robustes et de la communication transparente sur la performance. Nous continuerons de viser cette position de fournisseur mondial d'énergie par excellence en faisant avancer les technologies propres et en réduisant l'intensité des émissions. Nous avons l'ambition de parvenir à la carboneutralité d'ici 2050. Nous continuerons de miser sur la solidité de nos relations avec les collectivités locales, tout en visant le rapprochement économique avec les communautés autochtones.

Les cibles que vise Cenovus en 2020 pour les secteurs ESG clés sont le résultat de processus robustes dont l'objet est de respecter notre plan et notre stratégie d'entreprise. Nous continuerons de viser les cibles ESG maintenant que nous avons achevé l'arrangement avec Husky et nous entreprendrons une analyse de fond similaire avant d'établir des cibles intelligentes pour le nouveau portefeuille. Les nouveaux plans et cibles seront communiqués une fois ce travail effectué en 2021 et approuvé par le conseil.

MISE EN GARDE

Renseignements sur le pétrole et le gaz

Les estimations des réserves de Cenovus ont été préparées en date du 31 décembre 2020 par des ERIA en conformité avec le manuel COGE et les exigences du Règlement 51-101. Les estimations se fondent sur la moyenne prévisionnelle des ERIA à l'égard des prix et des coûts établie au 1^{er} janvier 2021. 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 2020.

Le total des réserves prouvées et le total des réserves prouvées et des réserves probables de Cenovus et Husky sont fondés sur une simple addition des réserves préparées par des évaluateurs indépendants pour chaque entreprise. Cenovus n'a pas rédigé un rapport consolidé des réserves combinées de Cenovus et de Husky et n'a pas engagé d'évaluateur indépendant des réserves pour produire un rapport conforme au Règlement 51-101. Les réserves de la société combinée pourraient être radicalement différentes des réserves obtenues en faisant la somme des réserves des deux entreprises. L'augmentation attendue des réserves pour la société combinée peut correspondre plus ou moins aux prévisions, et la différence pourrait s'avérer importante.

Cenovus et Husky ont employé des méthodologies différentes pour estimer les informations relatives à leurs réserves pour l'exercice clos le 31 décembre 2020. L'ensemble des estimations des réserves de pétrole et de gaz de Husky a été préparé par des évaluateurs de réserves internes qualifiés selon un processus formel de calcul, d'approbation et d'évaluation des réserves. En conséquence, les réserves réelles de Cenovus (après prise en compte de l'arrangement), si elles étaient calculées au 31 décembre 2020 par un évaluateur des réserves indépendant selon le Règlement 51-101, peuvent différer du total des réserves prouvées prévues et du total des réserves prouvées et probables de la société combinée pour un certain nombre de raisons, et les différences peuvent être importantes. 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 de nos attentes, de nos estimations et de nos projections actuelles fondées sur certaines hypothèses que nous avons formulées à la lumière de notre expérience et de notre perception des tendances historiques. Nous estimons 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 « réaliser », « viser », « prévoir », « croire », « pouvoir », « estimer », « déterminé à », « s'engager à », « continuer », « livrer », « planifier », « projeter », « favoriser », « avenir », « futur », « prévision », « cibler », « positionnement », « capacité », « accent », « perspective », « indication », « éventuel », « priorité », « projection », « échéancier », « souhaiter », « stratégie », « cible », « à terme » ou des expressions analogues ainsi qu'à l'emploi du futur ou du conditionnel et comprend des suggestions de résultats futurs, y compris des déclarations à propos de ce qui suit : notre stratégie et ses étapes déterminantes; les échéanciers et les mesures à prendre; les avantages prévus de l'arrangement, notamment : réaliser des fonds disponibles annuels marginaux de 1,2 G\$ comprenant environ 600 M\$ en synergies annuelles de frais généraux et d'administration et de charges d'exploitation et environ 600 M\$ de synergies annuelles en répartition des capitaux durables indépendantes des prix des marchandises, la majorité des économies annuelles étant réalisée dans le premier exercice d'exploitation de la société combinée et le plein montant réalisé au deuxième exercice; l'impact de l'arrangement sur certaines données relatives aux réserves et d'autres données sur le pétrole et le gaz, notamment toute information pro forma; le regroupement planifié de Cenovus et de Husky; réaliser à long terme des économies et des hausses de marges suivant une intégration physique plus poussée; réduire notre exposition aux écarts de prix du pétrole lourd tout en maintenant notre exposition aux prix mondiaux des marchandises; réduire les coûts des condensats associés au transport de pétrole lourd sur le long terme; accélérer le désendettement du bilan; réaliser une croissance durable des distributions aux actionnaires; améliorer les efficacités afin d'opérer des réductions des dépenses d'investissement, d'exploitation et des frais généraux et d'administration marginaux; la capacité de nos actifs de répondre aux signaux des marchés et d'accélérer en conséquence la production; les déclarations et les attentes relativement à notre budget de 2021; notre capacité d'atténuer l'impact des écarts du brut et des produits raffinés par des engagements en matière de transport, l'intégration, des accords de commercialisation, le stockage dynamique, les réservoirs de stockage traditionnel et les contrats de couverture financière; le maintien d'une notation de premier ordre; atteindre une cible de moins de

2,0 fois le ratio dette nette/BAIIA ajusté, sans devoir vendre des actifs; notre concentration sur la répartition des fonds disponibles pour réduire l'endettement net à moins de 10 G\$ et une dette nette à long terme de 8 G\$ ou moins; se concentrer sur la maximisation de la valeur pour les actionnaires par la rigueur des investissements et la domination sur les coûts afin de dégager les meilleures marges pour nos produits et des avantages sur le plan environnemental; niveaux de production prévus pour nos secteurs en 2021; 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; l'évaluation 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; notre capacité de réduire les dépenses en réponse aux prix des marchandises et à d'autres facteurs économiques afin de conserver notre résilience financière; 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 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, fédéral et étatiques ainsi que des autorités de santé publique et des gouvernements locaux; le rétablissement prévu des prix et de la demande de brut et de produits raffinés sur le long terme à mesure que les vaccins contre la COVID-19 sont administrés et que les économies se remettent des incidences de la pandémie; la durée prévue des phases d'expansion des sables bitumineux; les projections pour 2021 et par la suite et nos plans et stratégies élaborés pour leur réalisation; la réduction des coûts de transport faisant suite à l'interruption temporaire du programme de transport ferroviaire de pétrole brut; 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 la répartition 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 2021; 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 et des écarts de prix du brut; 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; notre 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 à l'intensité du transport ferroviaire de pétrole brut; la prévision qu'en 2021, 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; notre concentration sur nos stratégies à moyen terme visant l'accès à de nouveaux marchés pour notre production de pétrole brut; le fait que nous demeurons en faveur des pipelines projetés qui nous relieraient aux nouveaux marchés aux États-Unis et à l'échelle mondiale, tout en acheminant notre production de pétrole brut par transport ferroviaire et en évaluant les options qui nous permettraient de maximiser la valeur de notre 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 notre capacité d'adaptation financière et la concrétisation des divers plans et stratégies sous-jacents; nos priorités, notamment pour 2021; 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 nos états financiers consolidés; notre attente que toute obligation qui pourrait découler des poursuites liées au cours normal des activités n'ait probablement pas une incidence importante sur nos états financiers consolidés; la disponibilité et le remboursement de nos facilités de crédit; la vente éventuelle d'actifs; l'incidence attendue du paiement conditionnel à ConocoPhillips; l'élaboration d'un nouveau plan d'affaires quinquennal pour la société combinée en 2021; les déclarations concernant les nouvelles cibles ESG et les plans pour les réaliser; l'investissement futur, 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.

Les énoncés relatifs aux réserves sont réputés constituer de l'information prospective, parce qu'ils supposent, en se fondant 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.

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; notre capacité de réaliser les avantages et les synergies prévues associés au regroupement de Cenovus et de Husky; la capacité de Cenovus d'intégrer avec succès l'entreprise de Husky, y compris les nouvelles activités commerciales, les actifs, les secteurs d'exploitation, les juridictions réglementaires, le personnel et les partenaires commerciaux pour Cenovus; l'exactitude des évaluations entreprises dans le cadre de l'arrangement avec Husky et l'information pro forma en découlant; nos volumes de production prévus sont assujettis au ralentissement éventuel de la production en fonction des conditions du marché et commerciales; les niveaux d'investissements projetés, la flexibilité des plans d'immobilisations et les sources associées de financement; l'absence de changements importants inopportuns aux lois et règlements, les relations avec les Autochtones, les taux d'intérêt, les taux de change, les conditions de concurrence et l'offre et la demande de brut, de gaz naturel et de LGN, de condensats et de produits raffinés; l'instabilité politique, économique et sociale des juridictions où Cenovus est établie; l'absence d'interruptions importantes des activités, résultant entre autres du climat hostile, des désastres naturels, des accidents, de l'instabilité civile ou d'autres événements analogues; les conditions climatiques des régions où Cenovus est établie; la concrétisation de nouvelles réductions de coûts et la pérennité de ces réductions; les régimes de redevances applicables, notamment les taux de redevance prévus; les améliorations futures de la disponibilité de la capacité de transport des produits; l'augmentation du cours de notre action et de notre capitalisation boursière à long terme; les occasions de racheter des actions aux fins d'annulation à des prix acceptables pour nous; la suffisance des flux de trésorerie, des fonds en caisse et de l'accès à des facilités de crédit et à des facilités remboursables à vue pour le financement des dépenses d'investissement; le risque de change, notamment celui 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 2021, 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 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 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; l'exactitude des estimations et des 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; la suffisance des soldes de trésorerie actuels, des flux de trésorerie générés en interne, des facilités de crédit existantes, la gestion du portefeuille d'actifs de la société et l'accès aux marchés des capitaux pour financer les coûts de mise en valeur futurs et les versements de dividendes futurs, y compris toute augmentation de ces derniers; 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; la stabilité de la conjoncture nationale et mondiale, des conditions commerciales et des marchés; l'inflation prévue et d'autres hypothèses inhérentes aux objectifs de 2021 de Cenovus disponibles à l'adresse cenovus.com et mentionnés plus loin; l'incidence prévue du paiement conditionnel à ConocoPhillips; la concordance des prix réalisés du WCS et des prix du WCS utilisés dans le calcul du paiement conditionnel à ConocoPhillips; notre capacité à disposer de toutes les technologies et de tout le matériel nécessaires et à les mettre en œuvre pour obtenir les résultats futurs escomptés et la réalisation de ces résultats; notre capacité à réaliser de manière fructueuse et dans les délais prévus des projets d'immobilisations ou leurs étapes de réalisation; et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents que nous déposons auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières.

Les objectifs pour 2021, mis à jour le 28 janvier 2021 et disponibles à l'adresse cenovus.com, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent, 49,50 \$ US/b; prix du WTI, 46,50 \$ US/b; WCS, 32,50 \$ US/b; écart WTI-WCS, 14,00 \$ US/b; prix du gaz naturel AECO, 2,50 \$/kpi³; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 11,00 \$ US/b; taux de change, 0,78 \$ US/\$ CA.

Parmi les facteurs de risque et les incertitudes susceptibles de faire différer sensiblement les résultats réels de l'information prospective figurent notamment les suivants : l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur notre entreprise, y compris les restrictions, confinements et mesures de traitement connexes prises par les différents paliers administratifs dans les juridictions où nous exerçons nos activités; le succès remporté par nos nouvelles politiques de prévention en milieu de travail contre le virus et le retour au lieu de travail de notre personnel; notre capacité de réaliser les avantages et les synergies prévues dans le cadre de l'arrangement dans les délais prévus ou notre incapacité à les réaliser; la capacité de Cenovus et de Husky d'opérer le regroupement; la capacité de Cenovus d'intégrer avec succès l'entreprise de Husky avec la nôtre dans les délais prévus et de façon rentable ou son incapacité à le faire; les répercussions du lancement de nouvelles activités commerciales; les passifs imprévus ou non divulgués associés à l'arrangement; l'inexactitude des évaluations entreprises dans le cadre de l'arrangement ou toute information pro forma en résultant; l'inexactitude des informations fournies par Husky; notre capacité à disposer d'une partie ou de l'ensemble des technologies nécessaires pour exploiter nos actifs de manière efficiente et efficace, ou de les mettre en place et de réaliser les résultats futurs attendus; les répercussions de l'endettement accru de Cenovus; l'incidence de l'important nouvel associé; la volatilité des prix des marchandises et d'autres hypothèses connexes relatives aux prix des marchandises; la durée du ralentissement économique; le risque de change, y compris celui lié aux contrats libellés en monnaie étrangère; 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 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; 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 conditionnel 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; notre capacité de financer les dépenses d'investissement de croissance et de maintien; la modification des notations de crédit qui nous sont accordées ou à qui sont accordées à nos 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 coûts d'acquisition des droits d'exploration, des études géologiques, des forages d'essai et de la mise en valeur de projets; 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 donnant lieu à des interruptions des activités, comme les éruptions, les incendies, les explosions, les incidents reliés au transport par rail ou les déraillements, les incidents de vol, les fuites de gaz, la migration des substances dangereuses, la perte de confinement, les déversements d'installations extracôtières et de navires aux terminaux ou aux plateformes centrales, à la suite de fuites de pipelines ou autres, la corrosion, les épidémies ou les pandémies, et autres catastrophes, notamment les guerres, les conditions atmosphériques

extrêmes, les désastres naturels, les incidents impliquant des icebergs, les actes de vandalisme et de terrorisme, et d'autres accidents ou dangers pouvant se produire pendant le transport entre les sites commerciaux ou industriels, ou encore d'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; le coût et la disponibilité du matériel nécessaire à nos activités; l'accueil éventuellement défavorable ou passager réservé aux produits sur le marché; les risques propres à la réputation de l'industrie énergétique et de Cenovus, à l'acceptation sociale et aux litiges qu'elle peut soulever; les hausses de coût ou difficultés techniques imprévues relativement à l'exploitation, à la construction ou à la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés imprévues dans la production, le transport et le raffinage du bitume et du pétrole brut en produits pétroliers et chimiques; les risques liés à la technologie et au matériel et à leur application dans le cadre de nos activités, notamment les cyberattaques éventuelles; les risques géopolitiques et autres risques associés à une entreprise d'envergure internationale; 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'accéder aux marchés et 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 de direction et du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; l'évolution des données démographiques et des relations quant au personnel, notamment le personnel syndiqué; les coûts imprévus d'abandon et de remise en état; l'évolution du cadre réglementaire dans tous les territoires où nous exerçons des activités ou de toute infrastructure sur laquelle nous nous appuyons, notamment le processus d'attribution de permis et d'approbation réglementaire; les mesures gouvernementales ou les initiatives réglementaires visant à réduire l'exploitation énergétique ou à réaliser des plans plus larges en matière de changements climatiques; les changements aux processus d'approbation 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 nos activités, nos résultats financiers et nos 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, sociale et économique des pays dans lesquels nous exerçons des activités ou que nous nous approvisionnons; l'état de nos relations avec les communautés au sein desquelles nous exerçons des activités, notamment les communautés autochtones; la survenance d'événements imprévus tels que les protestations, 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.

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 de nos principaux facteurs de risque, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion ainsi qu'aux facteurs de risque décrits dans d'autres documents que Cenovus dépose de temps à autre auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières du Canada et qui sont disponibles sur SEDAR, à l'adresse sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis sur EDGAR, à l'adresse sec.gov. Ces documents sont également disponibles sur le site Web de la société, à l'adresse cenovus.com. Des renseignements supplémentaires sur l'entreprise et les actifs de Husky au 31 décembre 2020 se trouvent dans la notice annuelle et le rapport de gestion de Husky, qui sont déposés et disponibles sur SEDAR sous le profil de Husky, à l'adresse sedar.com.

L'information concernant Cenovus ou reliée au site Web de Cenovus, à l'adresse cenovus.com ou au site Web de Husky, à l'adresse huskyenergy.com ne fait pas partie du présent rapport de gestion, à moins d'y être expressément intégrée par renvoi.

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	Western Canadian Select	NYMEX	New York Mercantile Exchange
CDB	Christina Dilbit Blend		
MSW	Mélange non corrosif mixte (Mixed Sweet Blend)		
WTS	West Texas Sour		

DÉFINITIONS

Les émissions du champ d'application 1 sont les émissions directement produites par des installations appartenant à une société ou exploitées par elle. Cenovus comptabilise ses émissions sur la base de ses activités brutes à titre d'exploitant, qui comprennent la combustion de carburant, la mise à l'air, le torchage et les émissions fugitives. Ces activités excluent les émissions produites par la participation de 50 % dans les raffineries de la société dont cette dernière n'est pas l'exploitant et les émissions produites par les actifs non exploités du secteur Hydrocarbures classiques.

Les émissions du champ d'application 2 sont les émissions indirectement produites associées à la production de l'énergie achetée pour les installations en exploitation de la société. Pour Cenovus, ces émissions se limitent à l'électricité importée.

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 nos états financiers consolidés.

Production totale

Résultats financiers en amont

Exercice clos le 31 décembre 2020 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés			Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ¹⁾	Hydrocarbures classiques ¹⁾²⁾	Total en amont	Condensats	Stocks	Consommation interne ³⁾	Autres	Total en amont
Chiffre d'affaires brut	7 514	635	8 149	(3 452)	-	(295)	(58)	4 344
Redevances	324	40	364	-	6	-	-	370
Transport et fluidification	4 399	81	4 480	(3 452)	285	-	-	1 313
Charges d'exploitation	1 094	318	1 412	-	25	(295)	(33)	1 109
Diminution des stocks (reprise)	316	-	316	-	(316)	-	-	-
Prix nets opérationnels	1 381	196	1 577	-	-	-	(25)	1 552
(Profit) perte lié à la gestion des risques	268	-	268	-	-	-	-	268
Marge d'exploitation	1 113	196	1 309	-	-	-	(25)	1 284

Exercice clos le 31 décembre 2019 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés			Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ¹⁾	Hydrocarbures classiques ¹⁾²⁾	Total en amont	Condensats	Stocks	Consommation interne ³⁾	Autres	Total en amont
Chiffre d'affaires brut	10 838	691	11 529	(4 021)	-	(222)	(64)	7 222
Redevances	1 143	30	1 173	-	-	-	1	1 174
Transport et fluidification	5 152	82	5 234	(4 021)	-	-	1	1 214
Charges d'exploitation	1 039	337	1 376	-	-	(222)	(33)	1 121
Prix nets opérationnels	3 504	242	3 746	-	-	-	(33)	3 713
(Profit) perte lié à la gestion des risques	23	-	23	-	-	-	-	23
Marge d'exploitation	3 481	242	3 723	-	-	-	(33)	3 690

Exercice clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars) ¹⁾	Selon les états financiers consolidés			Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ¹⁾	Hydrocarbures classiques ¹⁾²⁾	Total en amont	Condensats	Stocks	Consommation interne ³⁾	Autres	Total en amont
Chiffre d'affaires brut	10 026	904	10 930	(4 993)	-	(179)	(69)	5 689
Redevances	473	73	546	-	-	-	-	546
Transport et fluidification	5 879	90	5 969	(4 993)	-	-	(4)	972
Charges d'exploitation	1 037	403	1 440	-	-	(179)	(37)	1 224
Prix nets opérationnels	2 637	338	2 975	-	-	-	(28)	2 947
(Profit) perte lié à la gestion des risques	1 551	26	1 577	-	-	-	-	1 577
Marge d'exploitation	1 086	312	1 398	-	-	-	(28)	1 370

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

2) Ce secteur était auparavant présenté comme 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.

4) Le 1^{er} janvier 2019, nous avons adopté IFRS 16 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée.

Trimestre clos le 31 décembre 2020 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables Bitumineux ⁵⁾	Classique ⁵⁾⁶⁾	Total en amont	Condensats	Stocks	Consommation Interne ⁷⁾	Autres	Total en amont
Chiffre d'affaires brut	2 227	184	2 411	(853)	-	(92)	(17)	1 449
Redevances	131	12	143	-	-	-	-	143
Transport et fluidification	1 131	18	1 149	(853)	-	-	-	296
Charges d'exploitation	309	72	381	-	-	(92)	(10)	279
Diminution des stocks (reprise)	-	-	-	-	-	-	-	-
Prix nets opérationnels	656	82	738	-	-	-	(7)	731
(Profit) perte lié à la gestion des risques	40	-	40	-	-	-	-	40
Marge d'exploitation	616	82	698	-	-	-	(7)	691

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

6) Ce secteur était auparavant présenté comme le secteur Deep Basin.

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

Trimestre clos le 31 décembre 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 en amont	Condensats	Stocks	Consommation Interne ³⁾	Autres	Total en amont
Chiffre d'affaires brut	2 659	190	2 849	(1 060)	-	(82)	(13)	1 694
Redevances	316	9	325	-	-	-	1	326
Transport et fluidification	1 416	20	1 436	(1 060)	-	-	1	377
Charges d'exploitation	268	80	348	-	-	(82)	(6)	260
Prix nets opérationnels	659	81	740	-	-	-	(9)	731
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(15)	-	(15)	-	-	-	-	(15)
Marge d'exploitation	674	81	755	-	-	-	(9)	746

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

2) *Ce secteur était auparavant présenté comme 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

Exercice clos le 31 décembre 2019 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements				Selon les états financiers consolidés ⁴⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	1 859	2 194	4 053	-	3 452	-	9	7 514
Redevances	95	235	330	-	-	(6)	-	324
Transport et fluidification	667	565	1 232	-	3 452	(285)	-	4 399
Charges d'exploitation	558	551	1 109	-	-	(25)	10	1 094
Diminution des stocks (reprise)	-	-	-	-	-	316	-	316
Prix nets opérationnels	539	843	1 382	-	-	-	(1)	1 381
(Profit) perte lié à la gestion des risques	111	157	268	-	-	-	-	268
Marge d'exploitation	428	686	1 114	-	-	-	(1)	1 113

Exercice clos le 31 décembre 2019 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements				Selon les états financiers consolidés ⁴⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	3 295	3 511	6 806	-	4 021	-	11	10 838
Redevances	486	650	1 136	-	-	-	7	1 143
Transport et fluidification	674	458	1 132	-	4 021	-	(1)	5 152
Charges d'exploitation	526	505	1 031	-	-	-	8	1 039
Prix nets opérationnels	1 609	1 898	3 507	-	-	-	(3)	3 504
(Profit) perte lié à la gestion des risques	10	13	23	-	-	-	-	23
Marge d'exploitation	1 599	1 885	3 484	-	-	-	(3)	3 481

Exercice clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars) ⁵⁾	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements				Selon les états financiers consolidés ⁴⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	2 531	2 489	5 020	1	4 993	-	12	10 026
Redevances	371	102	473	-	-	-	-	473
Transport et fluidification	495	391	886	-	4 993	-	-	5 879
Charges d'exploitation	532	492	1 024	2	-	-	11	1 037
Prix nets opérationnels	1 133	1 504	2 637	(1)	-	-	1	2 637
(Profit) perte lié à la gestion des risques	683	868	1 551	-	-	-	-	1 551
Marge d'exploitation	450	636	1 086	(1)	-	-	1	1 086

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

5) *Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée.*

Trimestre clos le 31 décembre 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	615	756	1 371	-	853	-	3	2 227
Redevances	28	103	131	-	-	-	-	131
Transport et fluidification	144	134	278	-	853	-	-	1 131
Charges d'exploitation	154	152	306	-	-	-	3	309
Diminution des stocks (reprise)	-	-	-	-	-	-	-	-
Prix nets opérationnels	289	367	656	-	-	-	-	656
(Profit) perte lié à la gestion des risques	15	25	40	-	-	-	-	40
Marge d'exploitation	274	342	616	-	-	-	-	616

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

Trimestre clos le 31 décembre 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	731	866	1 597	-	1 060	-	2	2 659
Redevances	130	179	309	-	-	-	7	316
Transport et fluidification	207	150	357	-	1 060	-	(1)	1 416
Charges d'exploitation	132	136	268	-	-	-	-	268
Prix nets opérationnels	262	401	663	-	-	-	(4)	659
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(5)	(10)	(15)	-	-	-	-	(15)
Marge d'exploitation	267	411	678	-	-	-	(4)	674

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

Hydrocarbures classiques²⁾

Exercice clos le 31 décembre 2020 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements	Selon les états financiers consolidés ³⁾
	Total	Autres ⁴⁾		Total – Hydrocarbures classiques
Chiffre d'affaires brut	586	49		635
Redevances	40	-		40
Transport et fluidification	81	-		81
Charges d'exploitation	295	23		318
Prix nets opérationnels	170	26		196
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	-		-
Marge d'exploitation	170	26		196

Exercice clos le 31 décembre 2019 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements	Selon les états financiers consolidés ³⁾
	Total	Autres ⁴⁾		Total – Hydrocarbures classiques
Chiffre d'affaires brut	638	53		691
Redevances	30	-		30
Transport et fluidification	82	-		82
Charges d'exploitation	312	25		337
Prix nets opérationnels	214	28		242
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	-		-
Marge d'exploitation	214	28		242

Exercice clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars) ⁵⁾	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements	Selon les états financiers consolidés ³⁾
	Total	Autres ⁴⁾		Total – Hydrocarbures classiques
Chiffre d'affaires brut	847	57		904
Redevances	73	-		73
Transport et fluidification	86	4		90
Charges d'exploitation	377	26		403
Prix nets opérationnels	311	27		338
Marge d'exploitation	285	27		312

2) *Ce secteur était auparavant présenté comme le secteur Deep Basin.*

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

4) *Reflètent la marge d'exploitation des installations de traitement.*

5) *Le 1^{er} janvier 2019, nous avons adopté IFRS 16 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée.*

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements	Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Total	Autres ²⁾	Total – Hydrocarbures classiques
Trimestre clos le 31 décembre 2020 (en millions de dollars)			
Chiffre d'affaires brut	170	14	184
Redevances	12	-	12
Transport et fluidification	18	-	18
Charges d'exploitation	65	7	72
Prix nets opérationnels	75	7	82
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	-	-
Marge d'exploitation	75	7	82

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements	Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Total	Autres ²⁾	Total – Hydrocarbures classiques
Trimestre clos le 31 décembre 2019 (en millions de dollars)			
Chiffre d'affaires brut	179	11	190
Redevances	9	-	9
Transport et fluidification	20	-	20
Charges d'exploitation	74	6	80
Prix nets opérationnels	76	5	81
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	-	-
Marge d'exploitation	76	5	81

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

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

Volumes de vente

(en barils par jour, sauf indication contraire)	Trimestre clos les		Exercices clos les 31 décembre		
	31 décembre 2020	31 décembre 2019	2020	2019	2018
Sables bitumineux					
Foster Creek	161 108	153 797	164 906	157 770	162 685
Christina Lake	220 676	207 399	221 675	188 910	204 016
Total – pétrole brut tiré des Sables bitumineux	381 784	361 196	386 581	346 680	366 701
Hydrocarbures classiques³⁾					
Total – liquides	24 543	26 197	26 646	26 673	32 454
Gaz naturel (Mpi³/j)	369	403	379	424	527
Total – hydrocarbures classiques (bep/j)	86 123	93 317	89 821	97 423	120 258
Déduire : consommation interne⁴⁾ (Mpi³/j)	(344)	(336)	(336)	(320)	(306)
Ventes – activités poursuivies⁴⁾ (bep/j)	410 864	398 457	420 456	390 813	436 163

3) *Ce secteur était auparavant présenté comme le secteur Deep Basin.*
4) *Moins les volumes de gaz naturel servant à la consommation interne du secteur Sables bitumineux.*