



RAPPORT DE GESTION
POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 31 MARS 2021

APERÇU DE CENOVUS.....	2
APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE.....	4
RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS	6
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	11
SECTEURS À PRÉSENTER	13
SECTEURS EN AMONT	13
SABLES BITUMINEUX.....	13
HYDROCARBURES CLASSIQUES.....	18
PRODUCTION EXTRACÔTIÈRE.....	20
SECTEURS EN AVAL	23
FABRICATION AU CANADA.....	23
FABRICATION AUX ÉTATS-UNIS	24
VENTE.....	26
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	27
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	29
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE.....	33
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE.....	35
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	35
PERSPECTIVES	36
MISE EN GARDE.....	39
ABRÉVIATIONS.....	43
RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS.....	44

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus », « nous », « notre », « nos » ou la « société », c'est-à-dire Cenovus Energy Inc., ses filiales et les participations qu'elle ou ses filiales détiennent), daté du 6 mai 2021, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 31 mars 2021 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires »), les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2020 et les notes annexes (les « états financiers consolidés ») et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2020 (le « rapport de gestion annuel »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 6 mai 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 examine les rapports de gestion intermédiaires et le rapport de gestion annuel et en recommande l'approbation au conseil d'administration de Cenovus (le « conseil »). Des renseignements supplémentaires sur Cenovus, notamment ses rapports trimestriels et annuels, sa notice annuelle et le formulaire 40-F qui la concerne, peuvent être consultés sur SEDAR, à l'adresse sedar.com, sur EDGAR, à l'adresse sec.gov et sur le site Web de la société, à l'adresse cenovus.com. L'information sur notre site Web ou qui y est reliée, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie du rapport de gestion.

Le 1^{er} janvier 2021, aux termes d'un plan d'arrangement conclu conformément à la loi albertaine intitulée Business Corporations Act, Husky Energy Inc. (« Husky ») est devenue une filiale entièrement détenue de Cenovus. Husky a par la suite été regroupée avec Cenovus le 31 mars 2021 (le « regroupement ») en vertu de la Loi canadienne sur les sociétés par actions et a cessé de produire des déclarations distinctes à titre d'émetteur assujéti. Sauf si le contexte l'exige autrement, toute mention de Husky aux présentes désigne l'entreprise elle-même et ses activités avant le regroupement. Par suite de son acquisition de Husky et en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables, Cenovus a déposé le 26 mars 2021 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 intermédiaires, qui sont présentés de façon comparative, sont dressés en dollars canadiens (« dollar » ou « \$ »), sauf lorsqu'il est fait mention d'une autre devise. Ils ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS » ou « PCGR ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Les volumes de production sont présentés avant déduction des redevances.

Mesures hors PCGR et autres totaux partiels

Certaines mesures financières qui figurent dans le présent document, notamment les prix nets opérationnels, les fonds provenant de l'exploitation ajustés, les fonds provenant de l'exploitation disponibles, la dette nette, les capitaux permanents et le bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté (le « BAIIA ajusté »), ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les IFRS et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. En outre, la marge d'exploitation est un total partiel présenté à la note 1 de nos états financiers consolidés intermédiaires. Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des mesures supplémentaires afin qu'ils puissent analyser l'information sur notre liquidité et notre capacité à dégager des fonds pour financer nos activités. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni en substitut des mesures préparées selon les IFRS. La définition de chaque mesure hors PCGR ou autre total partiel et son rapprochement, s'il y a lieu, sont fournis dans les rubriques « Résultats d'exploitation et résultats financiers », « Situation de trésorerie et sources de financement » ou « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

APERÇU DE CENOVUS

Nous sommes une société énergétique canadienne intégrée dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta. Nos actions ordinaires et nos bons de souscription sont cotés à la Bourse de Toronto (« TSX ») et à celle de New York (« NYSE »), et nos actions privilégiées rachetables par anticipation à dividende cumulatif des séries 1, 2, 3, 5 et 7 sont cotées à la TSX. Nous sommes 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 en amont comprennent des projets de sables bitumineux dans le nord de l'Alberta, des projets de pétrole brut classique, de gaz naturel et de liquides du gaz naturel (« LGN ») produits 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 LGN au large des côtes chinoises et indonésiennes. Nos activités en aval comprennent la valorisation, le raffinage et la vente au détail au Canada et aux États-Unis.

Nos activités couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur : mise en valeur, transport, production et commercialisation de pétrole brut et de gaz naturel au Canada et ailleurs dans le monde. L'intégration physique de nos activités en amont et en aval contribue à atténuer l'incidence de la volatilité des écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd et à améliorer notre résultat net en nous permettant de dégager de la valeur de notre production de pétrole et de gaz grâce à la vente de produits finis comme les carburants de transport.

Au premier trimestre de 2021, la production de pétrole brut de nos actifs de sables bitumineux s'est établie en moyenne à 553 396 barils par jour, ce qui cadre dans l'ensemble avec notre production de pétrole brut en aval, qui s'est chiffrée à 469 100 barils par jour. La production totale en amont s'est élevée en moyenne à 769 254 barils d'équivalent de pétrole (« bep ») par jour.

Arrangement conclu entre Cenovus et Husky

Le 1^{er} janvier 2021, Cenovus et Husky ont clôturé le regroupement des deux entreprises 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 a été échangée contre des actions privilégiées de Cenovus selon des modalités essentiellement identiques.

Cet arrangement a donné lieu au regroupement d'actifs de sables bitumineux et de pétrole lourd de grande qualité, d'actifs en aval et d'une vaste infrastructure de commercialisation, d'approvisionnement et de logistique 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 dispose d'un portefeuille d'actifs possédant un avantage en matière de coûts et de marché, et vise en priorité les fonds provenant de l'exploitation disponibles, la vigueur du bilan et le rendement pour les actionnaires.

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 (telle qu'elle est définie dans le présent rapport de gestion). 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. Selon notre cadre financier, notre dette nette cible intermédiaire est fixée à 10 G\$ et, à long terme, à 8 G\$ ou moins, ce qui correspond à un ratio dette nette/BAIIA ajusté cible inférieur à 2,0 x. 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 notre budget 2021, 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, demeurent inchangées et peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

Nos activités

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

Secteurs en amont

- **Sables bitumineux**, qui se consacre aux activités de mise en valeur et de production de bitume et de pétrole lourd dans le nord de l'Alberta et la Saskatchewan. Les actifs de sables bitumineux de Cenovus comprennent les projets de Foster Creek, Christina Lake, Sunrise (détenu conjointement avec BP Canada Energy Group ULC (« BP Canada ») et exploité par Cenovus) et Tucker, ainsi que les actifs de production par méthode thermique, de production à froid et de récupération assistée de Lloydminster. Cenovus détient et exploite conjointement des réseaux de collecte et des terminaux de pipelines par l'intermédiaire d'une participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans Husky Midstream Limited Partnership (« HMLP »). Les activités de vente et de transport de la production de Cenovus et de volumes de marchandises de tiers sont gérées et commercialisées grâce à l'accès de la société à la capacité des pipelines et des installations de stockage de tiers au Canada et aux États-Unis, ce qui lui permet d'optimiser les gammes de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle.
- **Hydrocarbures classiques**, qui comprend des actifs riches en LGN et en gaz naturel dans les zones d'exploitation Elmworth-Wapiti, Kaybob-Edson, Clearwater et Rainbow Lake de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, ainsi que des participations dans de nombreuses installations de traitement du gaz naturel. La production de LGN et de gaz naturel de Cenovus est commercialisée et transportée avec d'autres volumes de marchandises de tiers grâce à l'accès de la société à la capacité des pipelines, des terminaux d'exportation et des installations de stockage de tiers, ce qui lui procure la souplesse nécessaire pour accéder au marché et optimiser les gammes de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle.
- **Production extracôtière**, qui comprend les activités d'exploitation, de prospection et de mise en valeur en Chine et sur la côte est du Canada, ainsi que la participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans la coentreprise Husky-CNOOC Madura Ltd. (« HCML ») en Indonésie.

Secteurs en aval

- **Fabrication au Canada**, qui comprend le complexe de valorisation et de raffinage d'asphalte de Lloydminster que la société détient et exploite pour la valorisation du pétrole lourd en pétrole brut synthétique, carburant diesel et asphalte. Cenovus cherche à maximiser la valeur par baril de sa production de pétrole lourd grâce à son réseau intégré d'actifs. De plus, Cenovus est propriétaire-exploitant du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim et de deux usines d'éthanol. Cenovus commercialise également sa production et des volumes de pétrole brut synthétique, d'asphalte et de produits connexes de tiers.
- **Fabrication aux États-Unis**, qui comprend les activités de raffinage du pétrole brut nécessaires à la production de carburant diesel, d'essence, de carburéacteur, d'asphalte et d'autres produits à la raffinerie de Lima et à la raffinerie de Superior entièrement détenues, aux raffineries de Wood River et de Borger (détenues conjointement avec l'exploitant Phillips 66) et à la raffinerie de Toledo (détenue conjointement avec l'exploitant BP Products North America Inc. (« BP »)). Cenovus commercialise également ses propres volumes de produits raffinés du pétrole et ceux de tiers, dont l'essence, le diesel et le carburéacteur.
- **Vente**, qui comprend la commercialisation de nos propres volumes de produits raffinés de pétrole et de volumes de tiers, dont l'essence et le diesel, au moyen de points de vente au détail, de vente commerciale et de vente en gros au Canada.

Activités non sectorielles et éliminations, qui comprend principalement les coûts engagés à l'échelle de la société à l'égard des frais généraux et frais d'administration, des activités de financement, des profits et pertes de change et des profits et pertes liés à la gestion des risques relativement aux instruments dérivés des activités non sectorielles. 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 de transport ferroviaire de pétrole brut de la société et la production de pétrole brut servant de charge d'alimentation pour les secteurs Fabrication au Canada et Fabrication aux États-Unis. Les éliminations sont constatées aux prix de cession interne en fonction des prix du marché courants.

Pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour les secteurs opérationnels de la période considérée, les informations suivantes des périodes comparatives antérieures au 1^{er} janvier 2021 ont été reclassées :

- Les activités d'optimisation des marchés de la Société, auparavant présentées dans le secteur Raffinage et commercialisation, ont été reclassées dans les secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques.
- Les résultats du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim, auparavant présentés dans le secteur Raffinage et commercialisation, ont été reclassés dans le secteur Fabrication au Canada.
- Les activités de raffinage menées aux États-Unis avec l'exploitant Phillips 66, auparavant présentées dans le secteur Raffinage et commercialisation, ont été reclassées dans le secteur Fabrication aux États-Unis.
- Les profits et pertes latents liés à la gestion des risques de la société, auparavant présentés dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations, ont été reclassés dans le secteur à présenter auquel se rapportent les instruments dérivés.

L'arrangement a été comptabilisé au moyen de la méthode de l'acquisition conformément à IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*. Selon cette méthode, les actifs et les passifs sont évalués à leur juste valeur à la date de l'acquisition, exception faite de l'impôt sur le résultat, de la rémunération fondée sur des actions, des obligations locatives et des actifs au titre de droits d'utilisation. La contrepartie totale a été attribuée aux immobilisations corporelles et incorporelles acquises et aux passifs repris. Les chiffres des périodes comparatives du présent rapport de gestion incluent les résultats de Cenovus avant la clôture de l'arrangement, le 1^{er} janvier 2021, et ne tiennent compte d'aucune donnée historique de Husky. Les écarts importants qu'affichent les résultats d'exploitation et les résultats financiers par rapport à 2020 sont principalement attribuables à l'arrangement.

APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE

Au premier trimestre, les variables d'exploitation sur lesquelles la direction exerce un contrôle ont été très positives. Cenovus a clôturé l'arrangement visant son regroupement avec Husky et a donné la priorité à la santé et à la sécurité tout en maintenant sa structure de coûts comportant un faible coût en capital et des charges d'exploitation peu élevées. Le rythme soutenu de la vaccination contre le coronavirus (« COVID-19 ») et les réductions de production convenues par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») ont été favorables aux prix des marchandises au premier trimestre.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2021	2020				2019			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Volumes de production (bep/j)	769 254	467 202	471 799	465 415	482 594	467 448	448 496	443 318	447 270
Production de pétrole brut¹⁾ (kb/j)	469	169	191	163	221	228	233	237	188
Produits des activités ordinaires^{2),3)}	9 150	3 426	3 659	2 174	3 961	4 838	4 736	5 603	5 004
Marge d'exploitation²⁾	1 879	625	594	291	(589)	864	1 080	1 277	1 239
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	228	250	732	(834)	125	740	834	1 275	436
Fonds provenant de l'exploitation ajustés⁴⁾	1 141	333	407	(469)	(154)	679	917	1 075	998
Résultat net Par action ⁵⁾ (\$)	220 0,10	(153)	(194)	(235)	(1 797)	113	187	1 784	110
Dépenses d'investissement⁶⁾	547	242	148	147	304	317	294	248	317
Dettes nettes⁷⁾	13 340	7 184	7 530	8 232	7 421	6 513	6 802	7 088	8 139
Dividendes en numéraire									
Actions ordinaires	35	-	-	-	77	77	60	62	61
Par action ordinaire (\$)	0,0175	-	-	-	0,0625	0,0625	0,0500	0,0500	0,0500
Actions privilégiées	9	-	-	-	-	-	-	-	-

1) Représente la participation nette de Cenovus dans les activités de raffinage. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités en fonction de la participation nette de Cenovus.

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

3) Les chiffres des périodes comparatives ont été présentés à nouveau pour que soit pris en compte le reclassement d'une partie des réductions de valeur des stocks dans les redevances.

4) Mesure hors PCGR définie dans le présent rapport de gestion. Les chiffres des périodes comparatives ont été présentés à nouveau pour que leur présentation soit conforme à la définition du présent rapport de gestion.

5) Résultat de base et dilué par action.

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

7) Mesure hors PCGR définie dans le présent rapport de gestion. Comprend la dette à long terme et les emprunts à court terme repris à leur juste valeur de 6 642 M\$ dans le cadre de l'arrangement.

Les prix du pétrole brut se sont nettement améliorés au premier trimestre par rapport à l'ensemble de 2020. Le maintien de la discipline de l'OPEP, l'accélération de la vaccination contre la COVID-19 et la reprise économique prévue soutiennent les marchés des marchandises. Le prix du pétrole brut de référence, le West Texas Intermediate (« WTI »), a été supérieur de 25 % en moyenne à celui du premier trimestre de 2020. Le prix de référence du Western Canadian Select (« WCS ») s'est établi en moyenne à 45,37 \$ US le baril, soit 77 % de plus que le prix de 25,64 \$ US le baril du premier trimestre de 2020. Ces hausses des prix de référence se sont traduites par un prix moyen réalisé en amont de 54,22 \$ par bep, contre 22,47 \$ par bep au premier trimestre de 2020. La marge de craquage 3-2-1 à Chicago s'est établie en moyenne à 12,93 \$ US le baril, soit une hausse de 47 % par rapport à la marge de 8,79 \$ US le baril du premier trimestre de 2020.

Sur le plan de l'exploitation, nos actifs en amont et en aval ont affiché un bon rendement. Notre production en amont s'est établie en moyenne à 769 254 bep par jour au premier trimestre, comparativement à 482 594 bep par jour au trimestre correspondant de 2020. À Foster Creek et à Christina Lake, la production a été comparable à celle du premier trimestre de 2020, et les actifs acquis dans le cadre de l'arrangement ont fortement contribué à la production.

Notre production de pétrole brut en aval s'est chiffrée en moyenne à 469 100 barils par jour au premier trimestre, contre 221 000 barils par jour au premier trimestre de 2020. Les actifs acquis dans le cadre de l'arrangement ont produit en moyenne 299 000 barils par jour au premier trimestre de 2021. Nos raffineries aux États-Unis ont fonctionné en deçà de leur capacité, principalement à cause des réductions de volume pour raisons économiques imputables à la faiblesse des marges de craquage au début du trimestre, ainsi que des travaux de révision prévus à nos raffineries de Wood River et de Borger. Nous avons également subi les répercussions d'événements imprévus, notamment une interruption de service à la raffinerie de Lima au début de février et la tempête hivernale Uri qui a touché certaines de nos installations du secteur Fabrication aux États-Unis.

Au premier trimestre, nous avons engagé des dépenses d'intégration de 245 M\$, dont des dépenses d'investissement de 22 M\$, sur les 500 M\$ à 550 M\$ prévus, étant donné que les travaux d'intégration se poursuivront tout au long de l'exercice. Les dépenses du premier trimestre ont été engagées plus tôt que ce qui était prévu au budget. Nous prévoyons par conséquent de réaliser plus rapidement les synergies découlant de l'arrangement.

Au premier trimestre, nous avons :

- dégagé des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 228 M\$, qui comprenaient des coûts d'intégration de 223 M\$ et des primes d'intéressement à long terme de 235 M\$ liées aux sommes versées plus rapidement aux employés dans le cadre de l'arrangement. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés du trimestre se sont établis à 1 141 M\$;
- utilisé notre capacité accrue de transport pipelinier hors de l'Alberta pour acheminer des volumes additionnels de pétrole lourd de nos installations de sables bitumineux de Foster Creek et de Christina Lake vers les États-Unis et profiter de prix plus élevés et de coûts de transport inférieurs à ceux du premier trimestre de 2020, au cours duquel nous avons expédié des volumes comparables de pétrole lourd vers les États-Unis par train et pipeline;
- dégagé une marge d'exploitation de 1 879 M\$, comparativement à une marge négative de 589 M\$ au premier trimestre de 2020, en raison de la hausse des prix de vente moyens réalisés sur le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel et de l'accroissement des marges de craquage, ainsi que des réductions de valeur hors trésorerie des stocks comptabilisées au premier trimestre de 2020;
- atteint un taux de production record à nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster pour une même journée.

Cenovus 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. Les mesures de télétravail obligatoire sont demeurées en place au cours du trimestre pour tout le personnel non essentiel de nos bureaux et lieux de travail combinés en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba et le resteront, sous réserve d'un nouvel examen de la situation. Tous nos établissements 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.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 31 mars		
	2021	Variation (%)	2020
Volumes de production en amont			
Sables bitumineux (b/j)			
Foster Creek	163 090	-	163 820
Christina Lake	222 888	-	223 216
Sunrise ¹⁾	27 740	100	-
Tucker	23 119	100	-
Production par méthode thermique à Lloydminster	96 036	100	-
Production à froid et récupération assistée à Lloydminster	20 523	100	-
Total – pétrole brut tiré des Sables bitumineux (b/j)	553 396	43	387 036
Hydrocarbures classiques (bep/j)	135 933	42	95 558
Production extracôtière (bep/j)			
Région de l'Asie-Pacifique ²⁾	60 832	100	-
Région de l'Atlantique	16 920	100	-
Total – Production extracôtière (bep/j)	77 752	100	-
Total – volumes de production (bep/j)	769 254	59	482 594
Total – volumes de vente en amont³⁾ (bep/j)	690 473	58	435 880
Fabrication et vente en aval			
Fabrication au Canada – production de pétrole brut (kb/j)			
Usine de valorisation de Lloydminster	78	100	-
Raffinerie de Lloydminster	28	100	-
Total – Fabrication au Canada (kb/j)	106	100	-
Fabrication aux États-Unis – production de pétrole brut (kb/j)			
Raffinerie de Lima	125	100	-
Raffineries de Wood River et de Borger ¹⁾	170	(23)	221
Raffinerie de Toledo ¹⁾	68	100	-
Total – Fabrication aux États-Unis (kb/j)	363	64	221
Total de la production (kb/j)	469	112	221
Vente (millions de litres/j)			
Ventes de carburant, y compris en gros	6,5	100	-

1) Représente la participation de 50 % de Cenovus dans les activités de Sunrise et les raffineries de Wood River, de Borger et de Toledo.

2) Les volumes de production présentés reflètent la participation de 40 % de Cenovus dans le projet gazier Madura BD. Les produits et charges liés à la coentreprise HCML sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence aux fins des états financiers consolidés.

3) Montant duquel ont été déduits les volumes de gaz naturel servant à la consommation interne du secteur Sables bitumineux.

Volumes de production en amont

La production des Sables bitumineux a augmenté surtout sous l'effet de l'ajout de 167 418 barils par jour provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement. À Foster Creek et à Christina Lake, la production a été relativement stable par rapport au premier trimestre de 2020 et elle continue d'être optimisée à mesure que les prix des marchandises remontent.

La production du secteur Hydrocarbures classiques a augmenté au premier trimestre de 2021 en raison principalement des 50 556 bep par jour provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement ainsi que des nouveaux puits mis en production au cours du trimestre. Cette augmentation a été en partie annulée par les baisses naturelles et la vente de nos actifs de Marten Hills en décembre 2020, qui avaient produit 3 165 bep par jour au premier trimestre de 2020.

Au premier trimestre de 2021, la production extracôtière a été entièrement constituée de la production provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

Fabrication en aval

La production a augmenté surtout sous l'effet des 299 000 barils par jour provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement. Pour le secteur Fabrication aux États-Unis, les taux de production ont été réduits au début du trimestre en raison de la faiblesse des marges de craquage.

Aux raffineries de Wood River et de Borger, la production a également été touchée par les activités de maintenance et de révision prévues qui ont débuté au début de mars et à la fin de février, respectivement. La révision à Wood River devrait être achevée à la mi-mai et celle à Borger s'est terminée le 7 avril 2021.

La raffinerie de Lima a augmenté sa production en mars à mesure que les marges de craquage s'amélioraient. La production a également été touchée par une interruption de service non prévue d'un mois et par les répercussions de la tempête hivernale Uri sur un pipeline clé acheminant la charge d'alimentation à la raffinerie de Lima.

L'usine de valorisation de Lloydminster et la raffinerie de Lloydminster ont fonctionné à leur capacité maximale ou presque tout au long du trimestre.

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

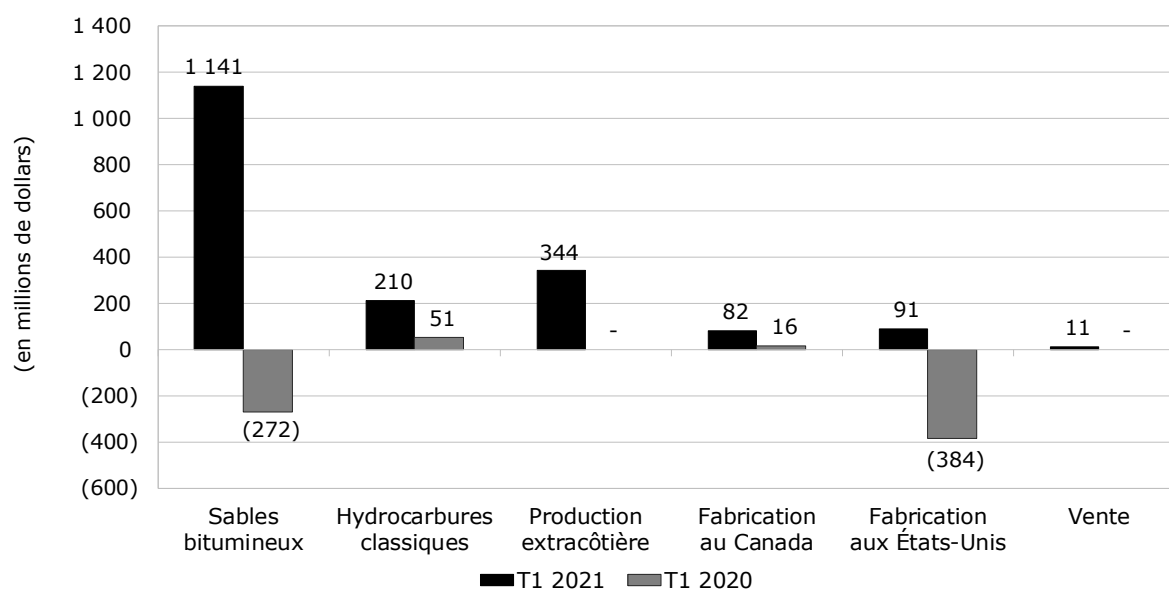
Marge d'exploitation

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2021	2020 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	10 672	4 238
Déduire : Redevances	373	54
Produits des activités ordinaires	10 299	4 184
Charges		
Produits achetés	5 067	2 197
Transport et fluidification	1 800	1 928
Charges d'exploitation	1 302	624
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	251	24
Marge d'exploitation	1 879	(589)

1) Les réductions de valeur des stocks antérieures au 1^{er} janvier 2021 ont été reclassées dans les redevances, les produits achetés, les frais de transport et de fluidification ou les charges d'exploitation afin que leur présentation soit conforme au traitement actuel des réductions de valeur des stocks.

Marge d'exploitation par secteur



La marge d'exploitation a augmenté en 2021 par rapport à 2020, principalement en raison des facteurs suivants :

- des prix de vente moyens plus élevés sur le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel en raison de la hausse des prix de référence;
- une augmentation des volumes de vente provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement;
- une hausse de la marge d'exploitation des secteurs Fabrication au Canada et Fabrication aux États-Unis principalement attribuable à la production tirée des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement et à l'accroissement des marges de craquage;
- des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de 345 M\$ et de 243 M\$ au premier trimestre de 2020 liées à nos actifs en amont et en aval, respectivement.

Cette augmentation de la marge d'exploitation a été en partie annulée par la diminution de la production des raffineries de Wood River et de Borger découlant des réductions du taux de production de brut et des activités de maintenance et de révision prévues.

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 du règlement des passifs relatifs au démantèlement et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. Les éléments hors trésorerie du fonds de roulement sont composés des débiteurs, des stocks (exclusion faite des réductions de valeur hors trésorerie des stocks et de leur reprise), de l'impôt sur le résultat à recouvrer, des créditeurs et du passif d'impôt.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	31 mars	
	2021	2020
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	228	125
(Ajouter) déduire :		
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(11)	(31)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(902)	310
Fonds provenant de l'exploitation ajustés¹⁾	1 141	(154)

1) Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour que leur présentation soit conforme à la définition des fonds provenant de l'exploitation ajustés de la période considérée.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont été plus élevés pour le trimestre clos le 31 mars 2021 qu'au premier trimestre de 2020 en raison de la hausse de la marge d'exploitation, mentionnée ci-dessus et en partie contrebalancée par les coûts d'intégration de 223 M\$ et les primes d'intéressement à long terme de 111 M\$ liées aux sommes versées plus rapidement aux employés dans le cadre de l'arrangement, ainsi que de la hausse des charges financières et des frais généraux et frais d'administration. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au premier trimestre de 2021 s'explique essentiellement par la hausse des stocks et des débiteurs, annulée en partie par l'augmentation des créditeurs.

L'augmentation des stocks et des débiteurs est due surtout à la hausse des prix des marchandises et des produits raffinés, ainsi qu'à l'accumulation des stocks causée par les activités de révision effectuées à Wood River et à Borger. L'augmentation des créditeurs est liée à la hausse des prix des marchandises, contrebalancée par le règlement des coûts d'intégration, les primes d'intéressement à long terme versées aux employés de Cenovus, mentionnées ci-dessus, et le paiement de l'obligation au titre des primes d'intéressement à long terme reprise dans le cadre de l'arrangement.

Résultat net

(en millions de dollars)

Résultat net du trimestre clos le 31 mars 2020	(1 797)
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :	
Marge d'exploitation	2 468
Activités non sectorielles et éliminations	
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques	170
Profit (perte) de change latent	796
Réévaluation du paiement éventuel	(317)
Coûts d'intégration	(223)
Frais généraux et frais d'administration	(186)
Charges financières	(137)
Charges ¹⁾	(27)
Amortissement et épuisement	(102)
Coûts de prospection	(3)
Produit (charge) d'impôt sur le résultat	(422)
Résultat net du trimestre clos le 31 mars 2021	220

1) Tient compte des produits d'intérêts, des (profits) pertes de change réalisés, des (profits) pertes à la sortie d'actifs, du montant net des autres (produits) charges et de la quote-part revenant à la société du résultat net des entreprises associées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, ainsi que des produits des activités ordinaires du secteur Activités non sectorielles et éliminations, des produits achetés, des frais de transport et de fluidification, des charges d'exploitation et des (profits) pertes liés à la gestion des risques.

Le bénéfice net de 220 M\$ est nettement supérieur à notre perte nette de 1 797 M\$ de 2020 en raison de la hausse de la marge d'exploitation mentionnée plus haut, des profits de change latents autres que d'exploitation et des profits latents liés à la gestion des risques alors que des pertes avaient été enregistrées au premier trimestre de 2020. Cette amélioration a été en partie contrebalancée par une perte de 187 M\$ à la réévaluation du paiement éventuel (profit de 130 M\$ en 2020) ainsi que par les coûts d'intégration et la hausse des frais généraux et frais d'administration, de la dotation à l'amortissement et de la charge d'impôt sur le résultat découlant de l'arrangement.

Dettes nettes

La dette nette est une mesure hors PCGR qui permet de surveiller notre structure du capital. La dette nette s'entend des emprunts à court terme et de la partie courante et de la partie non courante de la dette à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des placements à court terme.

(en millions de dollars)	31 mars 2021	31 décembre 2020
Emprunts à court terme	266	121
Dettes à long terme	13 947	7 441
Déduire : Trésorerie et équivalents de trésorerie	(873)	(378)
Dettes nettes	13 340	7 184

La dette nette a augmenté de 6 156 M\$ au cours du trimestre clos le 31 mars 2021. Cette augmentation s'explique principalement par la dette totale, déduction faite de la trésorerie, d'une juste valeur de 5 907 M\$ reprise dans le cadre de l'arrangement le 1^{er} janvier 2021, la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement de 902 M\$ mentionnée ci-dessus et les dépenses d'investissement de 547 M\$, en partie contrebalancées par des fonds provenant de l'exploitation ajustés de 1 141 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2021.

Dépenses d'investissement^{1),2)}

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2021	2020
Secteurs en amont		
Sables bitumineux	218	194
Hydrocarbures classiques	66	16
Production extracôtière	26	-
	310	210
Secteurs en aval		
Fabrication au Canada	4	10
Fabrication aux États-Unis	205	51
Vente	1	-
	210	61
Activités non sectorielles et éliminations	27	33
Dépenses d'investissement	547	304

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

2) Les chiffres de la période précédente ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour les secteurs opérationnels de la période considérée.

Les dépenses d'investissement ont augmenté au premier trimestre de 2021 par rapport à 2020, en raison de l'arrangement et de l'accroissement de la base d'actifs.

Au premier trimestre de 2021, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont été essentiellement consacrées au maintien de la production à Christina Lake et à Foster Creek et aux actifs de production par méthode thermique de Lloydminster.

Les dépenses d'investissement du secteur Hydrocarbures classiques ont été axées sur les puits de mise en valeur à cycle court et à rendement élevé prévisibles qui amélioreront les structures de coûts sous-jacentes grâce à l'augmentation du volume et compenseront les baisses naturelles.

Au premier trimestre de 2021, les dépenses d'investissement du secteur Production extracôtière ont été principalement consacrées au capital de préservation du projet West White Rose dans l'Atlantique. Ce projet a été reporté en mars 2020 et conservera ce statut en 2021 tandis que nous continuons d'évaluer les options le concernant.

Les dépenses d'investissement du secteur Fabrication aux États-Unis ont visé principalement la reconstruction de la raffinerie Superior, ainsi que des projets de fiabilité, de maintenance et d'optimisation du rendement aux raffineries de Wood River et de Borger.

Activités de forage

Trimestres clos les 31 mars	Puits de forage stratigraphiques bruts		Puits productifs bruts ¹⁾	
	2021	2020	2021	2020
Foster Creek	17	38	-	-
Christina Lake	25	42	8	-
Production par méthode thermique à Lloydminster	-	-	13	-
Production à froid et récupération assistée à Lloydminster	-	-	2	-
Autres ²⁾	17	75	-	-
	59	155	23	-

- 1) Les paires de puits de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV ») du secteur Sables bitumineux comptent pour un seul puits productif.
2) Comprend Narrows Lake et de nouvelles zones de ressources.

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

(en puits nets, sauf indication contraire)	Trimestre clos le 31 mars 2021			Trimestre clos le 31 mars 2020		
	Forés	Complétés	Raccordés	Forés	Complétés	Raccordés
Hydrocarbures classiques	9	8	9	-	-	2

Aucun puits n'a été foré, complété ni raccordé au premier trimestre de 2021 dans le secteur Production extracôtière.

Dépenses d'investissement futures

Les dépenses d'investissement de Sables bitumineux devraient se situer entre 850 M\$ et 950 M\$ en 2021 et seront axées principalement sur le maintien de la production de Christina Lake et de Foster Creek et des actifs de production par méthode thermique de Lloydminster. La production que nous tirons des sables bitumineux devrait se situer entre 524 000 et 586 000 barils par jour.

L'investissement dans le secteur Hydrocarbures classiques devrait se situer entre 170 M\$ et 210 M\$ en 2021 et inclut l'expansion économique de diverses zones pétrolières afin de générer des rendements élevés, d'améliorer les structures de coûts sous-jacentes en augmentant le volume et d'annuler les baisses naturelles. La production que nous tirons des hydrocarbures classiques devrait se situer entre 132 000 et 151 000 bep par jour.

Les dépenses d'investissement qui seront affectées au secteur Production extracôtière devraient se situer entre 200 M\$ et 250 M\$. Ces dépenses visent un puits planifié en Chine et le capital de préservation pour le projet West White Rose. La production que nous tirons de la production extracôtière devrait se situer entre 61 000 et 72 000 bep par jour.

En 2021, nous prévoyons d'investir entre 1,0 G\$ et 1,2 G\$ dans les secteurs Fabrication aux États-Unis, Fabrication au Canada et Vente, et nous continuerons de mettre l'accent sur la fiabilité et la maintenance du raffinage, les projets de sécurité et les occasions d'optimisation à rendement élevé. Nous prévoyons également d'investir entre 520 M\$ et 570 M\$ dans le projet de reconstruction de la raffinerie Superior. Ce projet devrait contribuer à accroître encore l'intégration de notre chaîne de valeur du pétrole lourd tout 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 dans l'ensemble de l'entreprise.

Nos prévisions pour 2021, datées du 28 janvier 2021, peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

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 les taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain et entre le yuan chinois et le dollar canadien. Le tableau qui suit présente certains prix de référence et les taux de change moyens du dollar canadien par rapport au dollar américain et au yuan chinois destinés à faciliter la lecture de nos résultats financiers.

Principaux prix de référence et taux de change¹⁾

(prix moyen en \$ US/b, sauf indication contraire)	T1 2021	Variation (%)	T1 2020	T4 2020
Brent²⁾	60,90	21	50,26	44,22
WTI	57,84	25	46,17	42,66
Écart Brent/WTI	3,06	(25)	4,09	1,56
WCS à Hardisty (« WCS »)	45,37	77	25,64	33,36
Écart WTI/WCS	12,47	(39)	20,53	9,30
WCS (\$ CA/b)	57,44	68	34,11	43,41
WCS à Nederland	55,93	34	41,80	40,36
Écart WTI/WCS à Nederland	1,91	(56)	4,37	2,30
Condensats (C5 à Edmonton)	58,04	25	46,28	42,54
Écart WTI/condensats (positif) négatif	(0,20)	82	(0,11)	0,12
Écart WCS/condensats (positif) négatif	(12,67)	(39)	(20,64)	(9,18)
Moyenne (\$ CA/b)	73,49	19	61,71	55,36
Pétrole synthétique à Edmonton	54,32	25	43,48	39,60
Écart WTI/pétrole synthétique (positif) négatif	3,52	31	2,69	3,06
Prix des produits raffinés				
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	69,51	34	51,99	47,31
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	73,28	21	60,32	54,21
Marge de raffinage : marges de craquage 3-2-1³⁾				
Chicago	12,93	47	8,79	7,05
Groupe 3	15,67	44	10,91	7,57
Numéros d'identification renouvelables (« NIR »)	5,49	247	1,58	3,48
Prix du gaz naturel				
AECO ⁴⁾ (\$ CA/kpi ³)	2,92	36	2,14	2,77
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³)	2,69	38	1,95	2,66
Taux de change				
Taux moyen \$ US/\$ CA	0,790	6	0,744	0,768
Taux de clôture \$ US/\$ CA	0,795	13	0,705	0,785
Taux moyen yuan/\$ CA	5,120	(2)	5,194	5,084

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) Moyenne pour le mois civil des prix réglés pour le Brent daté.

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

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

Prix de référence du pétrole brut et des condensats

Au premier trimestre de 2021, les prix de référence du Brent et du WTI se sont améliorés en raison des efforts déployés à l'échelle mondiale pour distribuer des vaccins contre la COVID-19, de la reprise économique prévue, de la baisse des stocks de pétrole brut, de nouvelles réductions de l'offre en provenance de l'Arabie saoudite et du maintien de la discipline de l'OPEP et d'un groupe de 10 pays producteurs non membres de l'OPEP (collectivement, « OPEP+ »).

Le prix obtenu pour notre pétrole brut de l'Atlantique et nos LGN de l'Asie-Pacifique est établi essentiellement en fonction du prix du Brent.

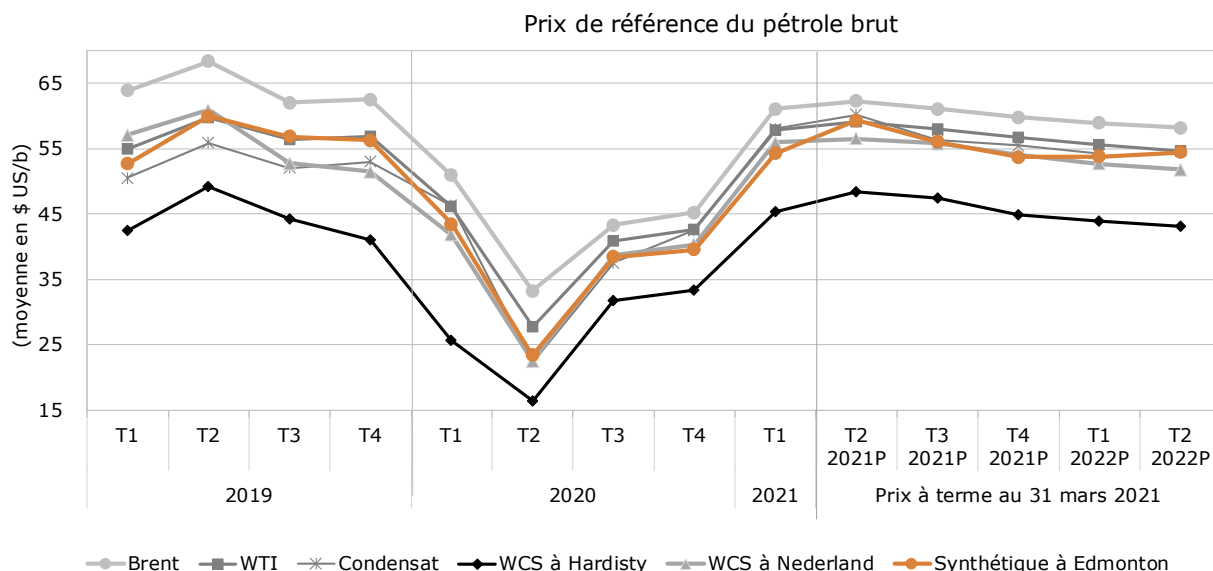
Le WTI est un important prix de référence pour le pétrole brut canadien, car il reflète les prix intérieurs du brut en Amérique du Nord, et l'équivalent en dollars canadiens est utilisé pour calculer les taux de redevance relatifs à nombre de nos biens pétroliers. Au premier trimestre de 2021, l'écart Brent-WTI s'est rétréci par rapport au premier trimestre de 2020 en raison du recul des exportations de pétrole brut en provenance de l'Amérique du Nord et de la réduction de l'offre de brut aux États-Unis.

Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. Au premier trimestre de 2021, l'écart entre le prix du WTI et celui du WCS à Hardisty s'est rétréci par rapport au premier trimestre de 2020 en raison d'une légère hausse de la demande et de la capacité accrue de transport à partir du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC »).

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 raffermis au premier trimestre de 2021, ce qui cadre avec la hausse des prix du brut à l'échelle mondiale, les raffineurs ayant augmenté leur production de brut pour s'ajuster à la demande accrue de produits raffinés. Au premier trimestre de 2021, l'écart

entre les prix de référence du WCS à Nederland et du WTI s'est rétréci par rapport à 2020. Cette variation s'explique principalement par la forte demande de cokéfaction et le maintien des réductions de production du pétrole brut moyen et lourd par les membres de l'OPEP+.

Nous valorisons le pétrole brut lourd et le bitume en les transformant en un pétrole brut synthétique non corrosif, le Husky Synthetic Blend (« HSB »), à l'usine de valorisation de Lloydminster. Le prix réalisé sur le HSB est établi en fonction principalement du prix du WTI ainsi que de l'offre et de la demande de pétrole brut synthétique non corrosif de l'Ouest canadien, qui influe sur l'écart de prix entre le WTI et le pétrole synthétique.



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 23 % à 31 %. 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.

Les prix de référence moyens des condensats ont été supérieurs à ceux du WTI en Alberta au premier trimestre de 2021 en raison de la forte demande saisonnière provenant de la production tirée des sables bitumineux.

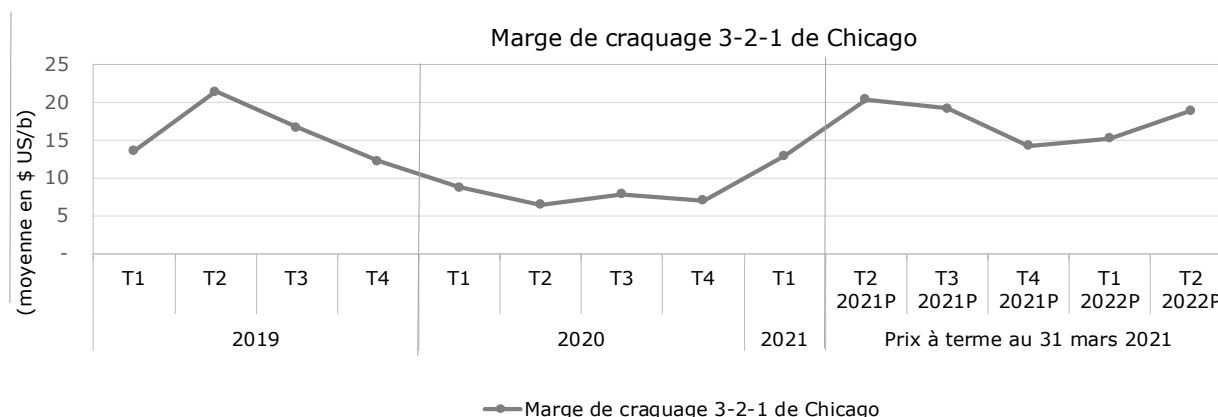
Prix de référence – raffinage

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

La marge de craquage 3-2-1 à Chicago reflète le marché de nos raffineries de Toledo, de Lima, de Wood River. La marge de craquage 3-2-1 du groupe 3 reflète le marché de notre raffinerie de Borger.

Les prix moyens des produits raffinés à Chicago ont augmenté au premier trimestre de 2021 en raison de la hausse des coûts des NIR résultant du marché tendu pour les biocarburants et de l'incertitude entourant les politiques qui influent sur la demande de NIR, ainsi que de l'accroissement de la demande de produits raffinés faisant suite à la distribution de vaccins contre la COVID-19 et à un regain de l'activité économique. La recrudescence de la demande de produits raffinés a fait baisser les niveaux des stocks, ce qui a accru 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 généralement fondés sur les prix mondiaux. C'est pourquoi la vigueur des marges de craquage des raffineries dans le Midwest et à l'intérieur des terres aux États-Unis reflétera l'écart entre les prix de référence du Brent et du WTI.

Les marges de craquage 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 du gaz naturel au NYMEX ont augmenté par rapport à ceux du premier trimestre de 2020 en raison de la baisse de la production de gaz et du niveau record des exportations de gaz naturel liquéfié. Les prix moyens AECO se sont améliorés parallèlement aux prix de référence NYMEX. L'écart entre les prix AECO et NYMEX est demeuré étroit, car la décongestion du bassin a permis un accès à d'abondants stocks de gaz au Canada et une utilisation moindre des pipelines dans le BSOC. Le prix obtenu pour notre production de gaz naturel de l'Asie-Pacifique est établi en grande partie en fonction de contrats à long terme.

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 qu'une grande partie de 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. De plus, les fluctuations du change ont une incidence sur la conversion des établissements aux États-Unis et en Asie-Pacifique.

Au premier trimestre de 2021, le dollar canadien s'est apprécié en moyenne par rapport au dollar américain, comparativement au premier trimestre de 2020, ce qui a eu une incidence négative sur nos produits des activités ordinaires. L'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain au 31 mars 2021 comparativement au 31 décembre 2020 a donné lieu à des profits de change latents de 130 M\$ à la conversion de notre dette libellée en dollars américains.

Une partie de nos contrats de vente à long terme en Asie-Pacifique sont libellés en yuans. Une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au yuan entraînera une diminution des produits des activités ordinaires en dollars canadiens tirés de la vente de marchandises dérivées du gaz naturel dans la région.

SECTEURS À PRÉSENTER

SECTEURS EN AMONT

SABLES BITUMINEUX

Au 31 décembre 2020, le secteur Sables bitumineux comprenait les actifs de Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake, ainsi que d'autres projets encore aux premiers stades de la mise en valeur.

Le 1^{er} janvier 2021, dans le cadre de l'arrangement, nous avons acquis :

- Sunrise, un projet de sables bitumineux utilisant la technologie de DGMV, situé dans la région d'Athabasca, dans le nord de l'Alberta. Cenovus est l'exploitant du projet et en détient 50 % aux termes d'un partenariat avec BP Canada;
- Tucker, un projet de sables bitumineux situé à 30 kilomètres au nord-ouest de Cold Lake, en Alberta;
- les projets de production par méthode thermique de Lloydminster, qui produisent du bitume à partir de 11 usines thermiques dans la région de Lloydminster, en Saskatchewan;

- les actifs de production à froid et de récupération assistée de Lloydminster, qui produisent du pétrole lourd dans la région de Lloydminster, en Alberta et en Saskatchewan;
- une participation de 35 % dans HMLP, qui possède 2 200 kilomètres de pipeline dans la région de Lloydminster et des installations de stockage de 5,9 millions de barils à Hardisty et à Lloydminster. Les résultats financiers de HMLP sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence.

Au premier trimestre de 2021, nous avons :

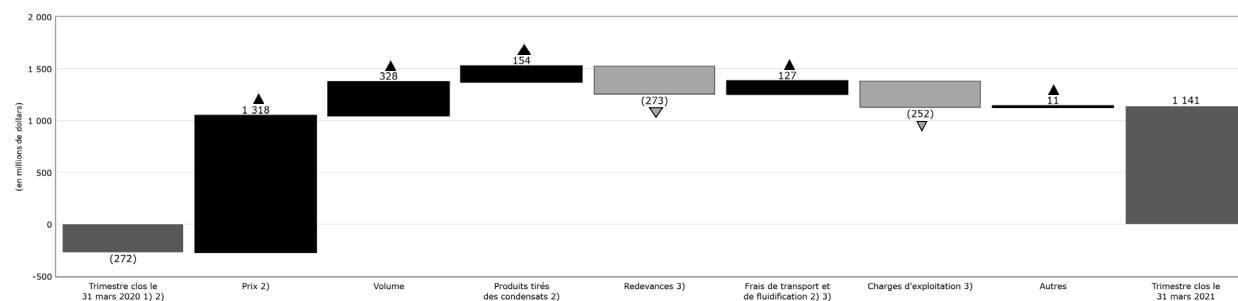
- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- atteint des taux de production records à nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster pour une même journée;
- inscrit une marge d'exploitation de 1 141 M\$, soit une augmentation de 1 413 M\$ par rapport au premier trimestre de 2020 attribuable principalement à la hausse des prix de vente moyens réalisés, aux volumes additionnels provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement et à la diminution des frais de transport et de fluidification, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par la hausse de la perte réalisée liée à la gestion des risques associés aux prix des stocks;
- enregistré une augmentation du prix net opérationnel, qui est passé de 2,58 \$ par bep au premier trimestre de 2020 à 26,56 \$ par bep.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2021	2020 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	4 775	2 434
Déduire : Redevances	324	51
Produits des activités ordinaires	4 451	383
Charges		
Produits achetés	718	405
Transport et fluidification	1 778	1 905
Activités d'exploitation	585	320
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	229	25
Marge d'exploitation	1 141	(272)
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ²⁾	(141)	22
Amortissement et épuisement	612	411
Coûts de prospection	11	3
Résultat sectoriel	659	(708)

- 1) Les chiffres de la période précédente ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour les secteurs opérationnels de la période considérée.
- 2) Les profits et pertes latents liés à la gestion des risques sont comptabilisés dans le secteur à présenter auquel se rapportent les instruments dérivés. Les chiffres de la période comparative ont été reclassés puisque ces montants étaient comptabilisés dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations avant le 1^{er} janvier 2021.

Variation de la marge d'exploitation



- 1) Les chiffres de la période précédente ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour les secteurs opérationnels de la période considérée.
- 2) 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.
- 3) Les réductions de valeur des stocks antérieures au 1^{er} janvier 2021 ont été reclassées dans les redevances, les produits achetés, les frais de transport et de fluidification ou les charges d'exploitation afin que leur présentation soit conforme au traitement actuel des réductions de valeur des stocks.

Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 31 mars	
	2021	2020
Total – volumes de vente (bep/j)	565 289	397 971
Total – prix réalisé par unité vendue (\$/bep)	52,38	22,35
Total – production quotidienne de pétrole brut (b/j)	553 396	387 036
Foster Creek	163 090	163 820
Christina Lake	222 888	223 216
Sunrise ¹⁾	27 740	-
Tucker	23 119	-
Production par méthode thermique à Lloydminster	96 036	-
Production à froid et récupération assistée à Lloydminster	20 523	-
Taux de redevance réel (%)	14,4	10,5
Frais de transport et de fluidification unitaires (\$/bep)	8,06	10,81
Charges d'exploitation unitaires (\$/bep)	11,40	7,75

1) Représente la participation de 50 % de Cenovus dans les activités de Sunrise.

Produits des activités ordinaires

Prix

Au premier trimestre de 2021, le prix de vente réalisé sur le pétrole brut s'est établi à 52,38 \$ le baril alors qu'il était de 22,35 \$ le baril au premier trimestre de 2020. Cette augmentation s'explique principalement par la hausse du prix de référence du WTI (57,84 \$ US le baril comparativement à 46,17 \$ US au premier trimestre de 2020) et la réduction de l'écart de prix entre le WTI et le WCS (12,47 \$ US le baril comparativement à 20,53 \$ US au premier trimestre de 2020).

Pour le premier trimestre de 2021, les ventes brutes de 672 M\$ (405 M\$ en 2020) comprennent des volumes provenant de tiers qui ne sont pas inclus dans nos mesures de prix unitaires ni dans nos prix nets opérationnels.

Pour le premier trimestre de 2021, les ventes brutes comprennent d'autres montants de 70 M\$ (6 M\$ en 2020), qui ne sont pas inclus dans nos mesures de prix unitaires ni dans nos prix nets opérationnels, parce qu'ils sont liés à des activités de construction, de transport et de fluidification menées pour le compte de tiers.

Le pétrole lourd et le bitume produits par Cenovus doivent être mélangés à des condensats qui en réduisent la viscosité avant leur transport par pipeline en vue de leur commercialisation. Le prix de vente réalisé sur le bitume ne tient pas compte des ventes de condensats, mais il dépend du prix des condensats. Lorsque le coût des condensats augmente par rapport au prix du pétrole brut dilué, notre prix de vente réalisé sur le pétrole lourd et le bitume diminue. 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.

Cenovus prend ses décisions en matière de stockage et de transport en fonction de son infrastructure de commercialisation et de transport, qui englobe 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 protéger les prix de ses stocks contre les risques associés aux décisions de stockage ou de transport, Cenovus utilise diverses stratégies d'harmonisation des prix pour réduire la volatilité des flux de trésorerie futurs le temps que la société assainisse son bilan au moyen de contrats de gestion des risques. Les transactions couvrent généralement plus d'une période, c'est pourquoi 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. Au premier trimestre de 2021, nous avons réalisé une perte liée à la gestion des risques imputable à l'écart entre les prix de référence au règlement et les prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques; la vente des stocks sous-jacents au cours du trimestre a donné lieu à la comptabilisation d'un profit découlant de la hausse des prix de référence. Au premier trimestre de 2021, nous avons comptabilisé des profits latents sur nos instruments financiers liés au pétrole brut en raison principalement de la baisse des prix de référence à terme en deçà des prix prévus dans nos contrats liés à la gestion des risques de périodes ultérieures et de la réalisation des positions nettes. Dans un contexte de hausse des prix des marchandises, nous prévoyons de réaliser des pertes sur nos activités de gestion des risques, mais d'inscrire des profits sur les stocks sous-jacents vendus au cours de la période; l'inverse se produirait dans un contexte de baisse des prix des marchandises.

Volumes de production

La production du secteur Sables bitumineux s'est chiffrée à 553 396 barils par jour au premier trimestre de 2021, contre 387 036 barils par jour au premier trimestre de 2020.

Les niveaux de production ont augmenté au premier trimestre de 2021 surtout sous l'effet de l'ajout de 167 418 barils par jour provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement. Les actifs de production par méthode thermique

de Lloydminster ont atteint des taux de production records pour une même journée. Les taux de production des actifs de Tucker et de Sunrise sont stables.

À Foster Creek et à Christina Lake, la production a été relativement stable par rapport au premier trimestre de 2020. Au premier trimestre de 2020, nous avons optimisé la production afin de profiter du programme d'allocation de production spéciale et de la levée partielle des réductions de production obligatoires, qui a été en partie annulée par des réductions de production volontaires en réaction à l'effondrement des prix du pétrole brut en mars 2020. Nous continuons d'optimiser la production en 2021 pour profiter de l'amélioration des conditions du marché.

Redevances

Les redevances pour notre secteur Sables bitumineux sont établies en fonction des régimes de redevances prescrits par le gouvernement de l'Alberta et de la Saskatchewan.

Les redevances pour nos projets de sables bitumineux albertains (Foster Creek, Christina Lake, Sunrise et Tucker) 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 produits nets du projet multipliés par le taux de redevance applicable (entre 25 % et 40 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI). Les produits bruts dépendent des produits tirés des ventes, moins le coût des diluants et les frais de transport. Les produits nets sont tributaires des produits tirés des ventes, moins le coût des diluants, les frais de transport, ainsi que les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement autorisées.

Foster Creek, Christina Lake et Tucker ont atteint le stade de récupération des coûts, mais Sunrise n'a pas atteint ce stade.

Pour nos biens de la Saskatchewan et les projets de production par méthode thermique et de production à froid et récupération assistée de Lloydminster, le calcul des redevances est basé sur l'application d'un taux annuel à chaque projet. Les projets n'ayant pas atteint le stade de récupération des coûts versent un taux fixe de 1 %, et les redevances des projets ayant atteint ce stade sont fondées sur un taux estimatif annuel déterminé pour chaque projet. Les taux de redevance des projets ayant atteint le stade de récupération des coûts varient de 2 % à 17 %.

Les taux de redevance réels ont augmenté principalement en raison de la hausse des prix réalisés et de l'augmentation des taux de redevance fondés sur une échelle mobile des projets de sables bitumineux de l'Alberta, qui ont été annulés en partie par les taux de redevance moins élevés sur la production de la Saskatchewan, cette dernière ayant été acquise en totalité dans le cadre de l'arrangement.

Les redevances ont augmenté de 273 M\$ par rapport au premier trimestre de 2020, principalement par suite de la hausse des produits des activités ordinaires découlant de l'augmentation des prix réalisés, ainsi que de l'accroissement de la production liée aux actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de fluidification ont diminué de 106 M\$ par rapport au premier trimestre de 2020, baisse qui comprend une réduction de valeur hors trésorerie des stocks de 261 M\$ imputable à la faiblesse des prix de référence à terme. À Foster Creek et à Christina Lake, exclusion faite des réductions de valeur des stocks, les frais de fluidification ont cadré avec ceux du premier trimestre de 2020, car les volumes et les prix des condensats prélevés sur les stocks ont été semblables. À Sunrise, les ratios de fluidification sont comparables à ceux de Foster Creek et de Christina Lake. Les actifs de Tucker, de production par méthode thermique de Lloydminster et ceux de production à froid et de récupération assistée de Lloydminster ont habituellement des ratios de fluidification plus bas en raison de la plus faible densité du pétrole brut.

Les frais de transport ont diminué de 21 M\$ et les frais de transport unitaires ont diminué de 2,75 \$ le baril par rapport au premier trimestre de 2020, en raison principalement de la réduction des volumes de chargement ferroviaire. L'optimisation de l'utilisation de la capacité globale de transport pipelinier hors de l'Alberta à la suite de l'arrangement a permis de vendre le pétrole lourd produit à Foster Creek et à Christina Lake et de l'expédier vers des destinations américaines moins tributaires du transport ferroviaire. Les frais de transport se sont donc établis à 10,98 \$ le baril à Foster Creek et à 6,65 \$ le baril à Christina Lake au premier trimestre, soit une réduction de plus de 23 % et de 18 %, respectivement, par rapport au premier trimestre de 2020, où des volumes semblables avaient été vendus et acheminés vers des destinations américaines.

Activités d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier trimestre de 2021 ont été les coûts du carburant, de la main-d'œuvre, des produits chimiques, des réparations et de la maintenance et des reconditionnements. Le total des charges d'exploitation a augmenté surtout à cause des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement, dont les charges d'exploitation par baril sont plus élevées.

À Foster Creek et à Christina Lake, les coûts du carburant par baril ont été de 3,31 \$ au premier trimestre de 2021, ce qui représente une hausse par rapport aux coûts de 2,33 \$ le baril au premier trimestre de 2020, principalement en raison de la hausse des prix du gaz naturel. Les charges d'exploitation autres que le carburant par baril se sont chiffrées à 6,11 \$ au premier trimestre de 2021, en hausse par rapport aux charges de 5,42 \$ par baril au premier trimestre de 2020, en raison de l'augmentation des coûts de la main-d'œuvre.

Les charges d'exploitation par baril ont augmenté de 3,65 \$ le baril pour s'établir à 11,40 \$ le baril au premier trimestre de 2021, par rapport à la même période de 2020, en raison des charges d'exploitation unitaires plus élevées des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement et de l'augmentation des charges par baril à Foster Creek et à Christina Lake par suite de la hausse des coûts du gaz naturel et de la main-d'œuvre.

Amortissement et épuisement

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

Au premier trimestre de 2021, la charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté de 201 M\$ par rapport à la même période de 2020 en raison de l'augmentation des volumes de vente par suite de l'arrangement. Le taux d'épuisement moyen du premier trimestre de 2021 s'est établi à 11,13 \$ le baril (10,40 \$ le baril en 2020).

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

Prix nets opérationnels^{1),2)}

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)	Trimestres clos les	
	31 mars	2020
Prix de vente	52,38	22,35
Redevances ¹⁾	6,36	1,21
Transport et fluidification ^{1),2)}	8,06	10,81
Charges d'exploitation ¹⁾	11,40	7,75
Prix nets opérationnels, compte non tenu de la gestion des risques	26,56	2,58
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	4,50	0,69
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	(2,78)	0,61
Prix nets opérationnels, compte tenu de la gestion des risques	24,84	1,28

1) 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.

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

Notre prix net opérationnel moyen a augmenté au premier trimestre de 2021 par rapport à 2020, surtout en raison de la hausse des prix de vente réalisés et de la diminution des frais de transport par suite de la diminution des volumes de brut acheminés par train, en partie contrebalancées par l'augmentation des redevances et des charges d'exploitation.

HYDROCARBURES CLASSIQUES

Au 31 décembre 2020, le secteur Hydrocarbures classiques se composait d'actifs riches en gaz naturel et en LGN essentiellement situés dans les secteurs opérationnels d'Elmworth-Wapiti, de Kaybob-Edson et de Clearwater. Les actifs sont situés en Alberta et en Colombie-Britannique et comprennent des participations dans de nombreuses installations de traitement du gaz naturel.

Le 1^{er} janvier 2021, dans le cadre de l'arrangement, nous avons acquis des actifs principalement dans les mêmes secteurs que ceux mentionnés ci-dessus, ainsi que dans le secteur opérationnel de Rainbow Lake situé à environ 900 kilomètres au nord-ouest d'Edmonton. Les actifs acquis comprennent aussi des participations dans plusieurs installations de traitement du gaz naturel.

Au premier trimestre de 2021, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- inscrit une marge d'exploitation de 210 M\$, soit une augmentation de 159 M\$ par rapport au premier trimestre de 2020 attribuable à la hausse des prix de vente moyens réalisés et aux volumes additionnels provenant des actifs et des stocks acquis dans le cadre de l'arrangement, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par la hausse des charges d'exploitation unitaires liée aux actifs acquis dans le cadre de l'arrangement;
- enregistré une augmentation du prix net opérationnel, qui est passé de 5,32 \$ par bep au premier trimestre de 2020 à 15,80 \$ par bep.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2021	2020 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	776	222
Déduire : Redevances	24	3
Produits des activités ordinaires	752	219
Charges		
Produits achetés	381	61
Transport et fluidification ²⁾	18	23
Activités d'exploitation	142	84
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	1	-
Marge d'exploitation	210	51
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ³⁾	(1)	-
Amortissement et épuisement	108	408
Coûts de prospection	(4)	-
Résultat sectoriel	107	(357)

1) Les chiffres de la période précédente ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour les secteurs opérationnels de la période considérée.

2) 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.

3) Les profits et pertes latents liés à la gestion des risques sont comptabilisés dans le secteur à présenter auquel se rapportent les instruments dérivés. Les chiffres de la période comparative ont été reclassés puisque ces montants étaient comptabilisés dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations avant le 1^{er} janvier 2021.

Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 31 mars	
	2021	2020
Total – volumes de vente (bep/j)	135 933	95 558
Pétrole brut (b/j)	8 646	8 662
LGN (b/j)	28 209	21 104
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	594	395
Production de gaz naturel (% par rapport au total)	73	69
Production de pétrole brut et de LGN (% par rapport au total)	27	31
Total – prix réalisé par unité vendue (\$/bep)	30,32	17,23
Pétrole brut (\$/b)	61,59	40,51
LGN (\$/b)	38,02	20,75
Gaz naturel (\$/kpi ³)	4,23	2,17
Taux de redevance réel (%)	6,9	2,6
Frais de transport unitaires (\$/bep)	1,43	2,55
Charges d'exploitation unitaires (\$/bep)	11,09	9,01

Produits des activités ordinaires

Prix

Notre prix de vente réalisé total s'est établi à 30,32 \$ par bep au premier trimestre de 2021, contre 17,23 \$ par bep à la même période de 2020, principalement en raison de la hausse des prix de référence du pétrole brut et du gaz naturel.

Pour le premier trimestre de 2021, les ventes brutes de 383 M\$ (61 M\$ en 2020) comprennent des volumes provenant de tiers qui ne sont pas inclus dans nos mesures de prix unitaires ni dans nos prix nets opérationnels.

Au premier trimestre de 2021, les produits des activités ordinaires comprenaient un autre montant de 24 M\$ (20 M\$ en 2020) qui n'est pas inclus dans nos mesures de prix unitaires ni dans nos prix nets opérationnels, parce qu'il est lié à des activités de traitement et de transport menées pour le compte de tiers.

Volumes de production

La production du secteur Hydrocarbures classiques s'est chiffrée à 135 933 bep par jour au premier trimestre de 2021, contre 95 558 bep par jour au premier trimestre de 2020.

Les volumes de production ont augmenté au premier trimestre de 2021 en raison principalement des 50 556 bep par jour provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement ainsi que des 11 nouveaux puits mis en production au cours du trimestre. Cette augmentation a été en partie annulée par les baisses naturelles et la vente de nos actifs de Marten Hills en décembre 2020, qui avaient produit 3 165 bep par jour au premier trimestre de 2020.

Redevances

Les actifs du secteur Hydrocarbures classiques sont assujettis à des régimes de redevances en Alberta et en Colombie-Britannique.

Les taux de redevance réels ont augmenté en raison surtout de la hausse des prix réalisés et de la diminution des crédits au titre de la déduction pour frais d'exploitation d'installations gazières.

Les redevances ont augmenté de 21 M\$ par rapport au premier trimestre de 2020, principalement par suite de l'augmentation des prix réalisés, ainsi que de l'accroissement de la production liée aux actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

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. Les frais de transport unitaires se sont établis en moyenne à 1,43 \$ par bep (2,55 \$ par bep en 2020), par suite d'une baisse des taux contractuels et d'une hausse des volumes de vente par rapport au premier trimestre de 2020.

Les frais de transport ont diminué de 5 M\$ par rapport au premier trimestre de 2020, principalement en raison de la diminution des frais de transport unitaires, en partie contrebalancée par la hausse des volumes de vente.

Activités d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier trimestre de 2021 ont été les coûts de la main-d'œuvre, de l'électricité et des réparations et de la maintenance, ainsi que les taxes foncières et les coûts de location. Le total des charges d'exploitation a augmenté de 58 M\$ surtout sous l'effet des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

Les charges d'exploitation ont augmenté de 2,08 \$ par bep pour s'établir à 11,09 \$ par bep au premier trimestre de 2021, par rapport à la même période de 2020. Cette augmentation est principalement imputable aux charges d'exploitation moyennes plus élevées des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

Amortissement et épuisement

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction du total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement tient compte des dépenses engagées jusqu'à maintenant et des dépenses de mise en valeur estimatives qu'il faudra encore engager pour mettre en valeur les réserves prouvées. Ce taux, qui est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué aux volumes de vente et sert à déterminer la charge d'amortissement et d'épuisement de chaque période. Nous sommes d'avis que cette méthode de calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement attribuée à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement moyen du premier trimestre de 2021 s'est établi à 8,64 \$ le baril (10,80 \$ le baril en 2020).

Au premier trimestre de 2021, la charge d'amortissement et d'épuisement a diminué de 300 M\$, principalement en raison d'une perte de valeur de 315 M\$ comptabilisée en 2020 et d'une réduction de la base d'amortissement par suite de la comptabilisation de pertes de valeur au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, facteurs en partie contrebalancés par les actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

Prix nets opérationnels

	Trimestres clos les 31 mars	
(\$/bep)	2021	2020
Prix de vente	30,32	17,23
Redevances	2,00	0,35
Transport et fluidification	1,43	2,55
Charges d'exploitation	11,09	9,01
Prix nets opérationnels, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	15,80	5,32
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	0,05	-
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	(0,01)	-
Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	15,76	5,32

Notre prix net opérationnel moyen a augmenté au premier trimestre de 2021 par rapport à 2020, surtout en raison de la hausse des prix de vente réalisés et de la diminution des frais de transport et de fluidification, en partie contrebalancées par l'augmentation des redevances et des charges d'exploitation.

PRODUCTION EXTRACÔTIÈRE

Le secteur Production extracôtière a été acquis dans le cadre de l'arrangement et comprend les activités de prospection et de mise en valeur au large des côtes de la Chine ainsi que la participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence de la coentreprise HCML en Indonésie et au large de la côte est du Canada.

Au premier trimestre de 2021, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- réalisé une marge d'exploitation de 344 M\$;
- atteint des taux de production records pour un trimestre à notre projet gazier de Liwan en Chine;
- inscrit un prix net opérationnel de 56,10 \$ le bep.

Résultats consolidés

Résultats financiers

(en millions de dollars)

	Trimestre clos le 31 mars 2021
Chiffre d'affaires brut	431
Déduire : Redevances	25
Produits des activités ordinaires	406
Charges	
Transport et fluidification	4
Activités d'exploitation	58
Marge d'exploitation	344
Amortissement et épuiement	125
Coûts de prospection	(1)
Quote-part revenant à la société du résultat net des entreprises associées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(12)
Résultat sectoriel	232

Amortissement et épuiement

Pour le secteur Production extracôtière, l'épuiement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction des réserves productives et mises en valeur prouvées estimatives ou des réserves prouvées et probables établies selon les prix et coûts à terme. 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'épuiement de chaque période. Nous sommes d'avis que cette méthode de calcul de la charge d'amortissement et d'épuiement 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 les réserves productives et mises en valeur prouvées ou les réserves prouvées et probables. Le taux d'épuiement moyen du premier trimestre de 2021 s'est établi à 25,87 \$ le baril.

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.

Prix nets opérationnels

(\$/bep)	Trimestres clos les 31 mars			
	Chine	Indonésie	Région de l'Atlantique	Total
Prix de vente	69,44	60,68	81,37	70,70
Redevances	3,70	8,26	5,70	4,67
Transport et fluidification	-	-	2,84	0,56
Charges d'exploitation	4,71	7,51	26,56	9,37
Prix nets opérationnels	61,03	44,91	46,27	56,10

Région de l'Asie-Pacifique

Les activités menées dans la région de l'Asie-Pacifique ont été acquises le 1^{er} janvier 2021 dans le cadre de l'arrangement.

En Chine, le projet gazier de Liwan comprend la participation directe de 49 % dans les projets de mise en valeur de gaz naturel des champs productifs de Liwan 3-1 et de Lihua 34-2 et la participation directe de 75 % dans le champ productif de Lihua 29-1. Cenovus a également conclu des contrats pétroliers visant les blocs 15/33, 16/25 et 23/07 qui sont en phase de prospection. Nous prévoyons de forer un puits de prospection au bloc 15/33, qui contient une découverte, vers le milieu ou la fin de 2021. Cenovus a obtenu l'accord d'un partenaire pour forer un puits d'engagement de prospection dans une autre zone à proximité du bloc 16/25 avant le 30 avril 2022.

En Indonésie, Cenovus détient une participation de 40 % dans HCML, société qui détient la zone de licence visée par le contrat de partage de la production du détroit de Madura. Cette zone de licence comprend le champ BD en exploitation et la mise en valeur en cours des découvertes MDA, MBH et MDK. La mise en valeur du champ MAC devrait commencer au milieu de 2021 si une décision d'investissement finale est approuvée par HCML. Les résultats financiers de HCML sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence.

Cenovus détient également des droits de prospection visant un bloc situé au sud-ouest de l'île de Taiwan, dans la mer de Chine méridionale.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2021
Chiffre d'affaires brut	321
Déduire : Redevances	17
Produits des activités ordinaires	304
Charges	
Activités d'exploitation	22
Marge d'exploitation	282

Résultats d'exploitation

	Trimestre clos le 31 mars 2021
Total – volumes de vente^{1),2),3)} (bep/j)	60 832
LGN ^{1),2),3)} (b/j)	12 919
Gaz naturel ^{1),2),3)} (kpi ³ /j)	288
Total – prix réalisé par unité vendue³⁾ (\$/bep)	68,08
LGN ³⁾ (\$/b)	69,66
Gaz naturel ³⁾ (\$/kpi ³)	11,28
Taux de redevance réel³⁾ (%)	6,5
Charges d'exploitation unitaires³⁾ (\$/bep)	5,14

1) Les volumes de vente correspondent approximativement à la production quotidienne totale.

2) Les volumes de vente présentés comprennent la participation directe de Cenovus dans le projet gazier de Liwan.

3) Les volumes de ventes présentés, les valeurs unitaires connexes et les taux de redevance reflètent la participation de 40 % de Cenovus dans le projet gazier Madura BD. Les produits et charges liés à la coentreprise HCML sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence aux fins des états financiers consolidés.

Produits des activités ordinaires

Prix

Au premier trimestre de 2021, le prix de vente réalisé total s'est établi à 68,08 \$ par bep. Le prix que nous recevons pour le gaz naturel est fixé par des contrats à long terme. Le prix obtenu pour les LGN est établi essentiellement en fonction de celui du Brent.

Volumes de production

Les activités de la région Asie-Pacifique ont affiché un bon rendement, produisant 60 832 bep par jour au premier trimestre de 2021.

Redevances

Les taux de redevance sont régis par des contrats de partage de la production avec les gouvernements chinois et indonésien.

Charges

Activités d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier trimestre de 2021 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, les primes d'assurance et les coûts de la main-d'œuvre.

Région de l'Atlantique

Les activités menées dans l'Atlantique ont été acquises le 1^{er} janvier 2021 dans le cadre de l'arrangement.

Le programme de prospection et de mise en valeur de l'Atlantique de Cenovus vise principalement le bassin Jeanne d'Arc et la passe Flamande au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador. C'est dans le bassin Jeanne d'Arc que se trouvent les champs Hibernia, Terra Nova et Hebron, ainsi que le champ White Rose et ses extensions satellites, dont North Amethyst, West White Rose et South White Rose. Dans le bassin de la passe Flamande, Cenovus détient une participation directe non exploitée de 35 % dans chacune des découvertes suivantes : Bay du Nord, Bay de Verde, Baccalieu, Harpoon et Mizzen. Cenovus est l'exploitant du champ White Rose et de ses extensions satellites et détient une participation dans le champ Terra Nova, ainsi que dans plusieurs petits champs non mis en valeur. Cenovus détient également des superficies de prospection au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador.

La production de Cenovus du premier trimestre de 2021 provient du champ White Rose et de ses extensions satellites.

Les activités de production au champ Terra Nova sont suspendues depuis décembre 2019. Le navire de production, de stockage et de déchargement Terra Nova est à quai pendant que l'exploitant et les partenaires déterminent les prochaines étapes.

En 2021, le projet West White Rose est toujours reporté, tandis que Cenovus continue d'évaluer ses options.

Résultats financiers

(en millions de dollars)

	Trimestre clos le 31 mars 2021
Chiffre d'affaires brut	110
Déduire : Redevances	8
Produits des activités ordinaires	102
Charges	
Transport	4
Activités d'exploitation	36
Marge d'exploitation	62

Résultats d'exploitation

	Trimestre clos le 31 mars 2021
Total – volumes de vente	
Pétrole léger (b/j)	14 945
Total – prix réalisé par unité vendue (\$/b)	
Pétrole léger (\$/b)	81,37
Production quotidienne totale	
Pétrole léger (b/j)	16 920
Taux de redevance réel (%)	7,0
Charges d'exploitation unitaires (\$/b)	26,56

Produits des activités ordinaires

Prix

Au premier trimestre de 2021, le prix de vente réalisé total s'est établi à 81,37 \$ par baril. Le prix obtenu pour le pétrole léger est établi essentiellement en fonction de celui du Brent.

Production et volumes de vente

Les activités menées dans l'Atlantique ont affiché un bon rendement, produisant 16 920 barils par jour au premier trimestre de 2021.

La production de pétrole léger provenant du champ White Rose est déchargée du navire de production, de stockage et de déchargement SeaRose (le « NPSD SeaRose ») vers des navires pétroliers et stockée dans un terminal terrestre avant d'être expédiée aux acheteurs. Il s'écoule donc un intervalle entre la production et les ventes. Nos volumes de vente ont atteint 14 945 bep par jour au premier trimestre de 2021.

Redevances

Les redevances du champ White Rose sont fondées sur une entente conclue entre nos partenaires directs et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. Nous payons actuellement une redevance de base de 7,5 % sur les ventes brutes du champ White Rose et de 5,0 % sur les ventes brutes des extensions satellites.

Charges

Activités d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier trimestre de 2021 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, les coûts de la main-d'œuvre et ceux liés aux navires et aux hélicoptères.

Transport

Les frais de transport comprennent le coût du transport du pétrole du NPSD SeaRose jusqu'aux installations terrestres au moyen de navires pétroliers, ainsi que les frais de stockage.

SECTEURS EN AVAL

FABRICATION AU CANADA

Au 31 décembre 2020, le secteur Fabrication au Canada comprenait les activités du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim.

Le 1^{er} janvier 2021, dans le cadre de l'arrangement, nous avons acquis :

- l'usine de valorisation de Lloydminster, conçue pour traiter une charge d'alimentation en pétrole brut lourd fluidifié et en faire du pétrole brut synthétique de haute qualité à faible teneur en soufre et du diesel à très faible teneur en soufre. Cette usine a une capacité de production de pétrole brut de 82 000 barils par jour;
- la raffinerie de Lloydminster, qui transforme le pétrole brut lourd et le bitume en produits en asphalte utilisés dans la construction et l'entretien des routes. La raffinerie produit également de l'essence de distillation directe, des distillats en gros et des produits industriels. La raffinerie de Lloydminster a une capacité de production de pétrole brut de 29 000 barils par jour;
- deux usines d'éthanol, une à Lloydminster, en Saskatchewan, et l'autre à Minnedosa, au Manitoba.

L'usine de valorisation de Lloydminster a la possibilité de s'approvisionner en pétrole brut auprès de nos biens de production par méthode thermique de Lloydminster et de nos biens de production de Tucker. La raffinerie de Lloydminster a la possibilité de s'approvisionner en pétrole brut auprès des biens de production par méthode thermique de Lloydminster.

Au premier trimestre de 2021, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- atteint un taux d'utilisation combiné moyen du brut de 96 % à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster;
- inscrit une marge d'exploitation de 82 M\$, soit une augmentation de 66 M\$ par rapport à 2020 attribuable aux actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2021	2020
Produits des activités ordinaires	806	27
Produits achetés	631	-
Marge brute	175	27
Charges		
Activités d'exploitation	93	11
Marge d'exploitation	82	16
Amortissement et épuisement	43	2
Résultat sectoriel	39	14

Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 31 mars	
	2021	2020
Capacité de production de pétrole brut (kb/j)	111	-
Usine de valorisation de Lloydminster (kb/j)	82	-
Raffinerie de Lloydminster (kb/j)	29	-
Production de pétrole brut (kb/j)	106	-
Usine de valorisation de Lloydminster (kb/j)	78	-
Raffinerie de Lloydminster (kb/j)	28	-
Production de produits raffinés (kb/j)	107	-
Écart lié à la mise en valeur¹⁾	14,01	-
Marge d'affinage (\$/b) ²⁾	18,40	-
Charges d'exploitation (\$/b) ²⁾	9,69	-
Taux d'utilisation du pétrole brut (%) ²⁾	96	-
Activités de transport ferroviaire de pétrole brut		
Volumes de chargement ³⁾ (kb/j)	22	96
Production d'éthanol (milliers de litres/j)	397	-

1) Sur la base des écarts entre les prix de référence de la charge d'alimentation en pétrole lourd et le brut synthétique.

2) Sur la base des volumes de production de brut et des résultats d'exploitation à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster.

3) Volumes chargés et transportés à l'extérieur de l'Alberta.

Marge brute

Les activités de valorisation assurent la transformation du pétrole brut lourd en pétrole brut synthétique et en distillats à faible teneur en soufre à valeur élevée. La rentabilité de la valorisation dépend principalement de l'écart entre le coût de la charge d'alimentation en pétrole brut lourd et le prix de vente du pétrole brut synthétique et du diesel.

Les activités de la raffinerie de Lloydminster permettent de transformer le pétrole brut lourd en asphalte et en produits industriels. La marge brute dépend principalement des prix de l'asphalte et du coût de la charge d'alimentation en pétrole brut lourd.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier trimestre de 2021 ont été les coûts de la main-d'œuvre, des réparations et de la maintenance et de l'énergie. Les charges d'exploitation unitaires se sont chiffrées à 9,69 \$ par baril de brut produit au premier trimestre de 2021.

Amortissement et épuisement

Les actifs du secteur Fabrication au Canada 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 sous-jacents ou la durée du contrat de location, selon la plus courte des deux. La charge d'amortissement et d'épuisement liée à la fabrication au Canada s'est établie à 43 M\$ au premier trimestre de 2021, comparativement à 2 M\$ en 2020 par suite de l'acquisition d'actifs dans le cadre de l'arrangement.

FABRICATION AUX ÉTATS-UNIS

Au 31 décembre 2020, les activités du secteur Fabrication aux États-Unis comprenaient les raffineries de Wood River et de Borger détenues conjointement avec l'exploitant Phillips 66. Nous détenons une participation de 50 % dans chaque raffinerie.

Le 1^{er} janvier 2021, dans le cadre de l'arrangement, nous avons acquis :

- la raffinerie de Lima, que nous détenons à 100 %, située à Lima, en Ohio. La raffinerie produit de l'essence à faible teneur en soufre, de l'essence de base, du diesel à très faible teneur en soufre, du carburéacteur, des matières premières pétrochimiques et d'autres sous-produits;
- la raffinerie de Toledo, dans laquelle nous détenons une participation de 50 %, située près de Toledo, en Ohio. La raffinerie est détenue conjointement avec l'opérateur, BP. Les produits de la raffinerie comprennent de l'essence à faible teneur en soufre, du diesel à très faible teneur en soufre, du carburant d'aviation et d'autres sous-produits;
- la raffinerie Superior, que nous détenons à 100 %, située à Superior, dans le Wisconsin. Le 26 avril 2018, un incident est survenu à la raffinerie lors de sa préparation à une révision de grande envergure et a entraîné sa mise hors service. La raffinerie est en reconstruction et devrait redémarrer vers le premier trimestre de 2023.

Au premier trimestre de 2021, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- poursuivi l'exploitation des raffineries en deçà de leur capacité en raison des conditions du marché;

- subi les répercussions d'une interruption de service temporaire et imprévue à la raffinerie de Lima et d'une perturbation du service de deux semaines du pipeline Mid-Valley, qui achemine la charge d'alimentation à la raffinerie de Lima, ce qui a eu un effet négatif sur la production;
- commencé les travaux de révision et de maintenance prévus aux raffineries de Wood River et de Borger;
- inscrit une marge d'exploitation de 91 M\$, soit une augmentation de 475 M\$ par rapport à 2020 attribuable à la hausse des marges de raffinage, à la réduction de valeur hors trésorerie des stocks de 243 M\$ en 2020 et à l'augmentation de la production et des ventes découlant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par la baisse de la production de pétrole brut aux raffineries de Wood River et de Borger et par la hausse des charges d'exploitation.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2021	2020 ¹⁾
Produits des activités ordinaires	3 437	1 555
Produits achetés	2 920	1 731
Marge brute	517	(176)
Charges		
Activités d'exploitation	405	209
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	21	(1)
Marge d'exploitation	91	(384)
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ²⁾	10	-
Amortissement et épuisement	114	77
Résultat sectoriel	(33)	(461)

1) Les chiffres de la période précédente ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour les secteurs opérationnels de la période considérée.

2) Les profits et pertes latents liés à la gestion des risques sont comptabilisés dans le secteur à présenter auquel se rapportent les instruments dérivés. Les chiffres de la période comparative ont été reclassés puisque ces montants étaient comptabilisés dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations avant le 1^{er} janvier 2021.

Sommaire des résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 31 mars	
	2021	2020
Capacité de production de pétrole brut (kb/j)	503	248
WRB ¹⁾	248	248
Raffinerie de Lima	175	-
Raffinerie de Toledo ¹⁾	80	-
Production de pétrole brut (kb/j)	363	221
WRB ¹⁾	170	221
Raffinerie de Lima	125	-
Raffinerie de Toledo ¹⁾	68	-
Production par produit (kb/j)		
Pétrole brut lourd	120	99
Pétrole léger et moyen	243	122
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	72	89
Marge de raffinage²⁾ (\$/b)	15,84	(8,75)
Charges d'exploitation²⁾ (\$/b)	12,40	10,39

1) Représente la participation de 50 % de Cenovus dans les raffineries de Wood River, de Borger et de Toledo.

2) Selon les volumes de production de pétrole brut et les résultats d'exploitation aux raffineries de Wood River, de Borger, de Lima et de Toledo.

Toutes les raffineries continuent d'optimiser leur production en fonction des conditions du marché. Les taux de production ont été réduits au début du trimestre en raison de la faiblesse des marges de craquage.

Aux raffineries de Wood River et de Borger, la production de pétrole brut a encore diminué au premier trimestre de 2021 à cause des activités de maintenance et de révision prévues qui ont commencé au début de mars et à la fin de février, respectivement. La révision à Wood River devrait être achevée à la mi-mai et celle à Borger s'est terminée le 7 avril 2021.

La raffinerie de Lima a été temporairement mise hors service en raison d'un incident ayant entraîné l'arrêt de notre craqueur catalytique à lit fluidisé. De plus, pendant deux semaines en février, la tempête hivernale Uri a provoqué une perturbation du service du pipeline Mid-Valley qui achemine la charge d'alimentation à la raffinerie, ce qui a eu une incidence supplémentaire sur la production. Les taux de production ont été progressivement accrus en mars à mesure que les conditions du marché s'amélioraient.

Marge brute

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

Au premier trimestre de 2021, la marge brute a augmenté de 693 M\$ par rapport au premier trimestre de 2020, sous l'effet de l'amélioration des marges de craquage combinée à une réduction de valeur hors trésorerie des stocks de 243 M\$ comptabilisée au premier trimestre de 2020 dans les produits achetés.

L'augmentation du coût des NIR a partiellement contré l'amélioration des marges de raffinage. Au premier trimestre de 2021, le coût des NIR s'est établi à 180 M\$, comparativement à 32 M\$ au premier trimestre de 2020, en raison de la hausse des prix des RIN et des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement. Les prix des NIR ont augmenté pour s'établir à 5,49 \$ US par baril au premier trimestre de 2021, contre 1,58 \$ US par baril au premier trimestre de 2020.

La marge brute a aussi augmenté grâce à la production et aux volumes de vente supplémentaires liés aux actifs acquis dans le cadre de l'arrangement, qui ont été contrebalancés en partie par des réductions volontaires des taux de production de brut et les travaux de maintenance et de révision prévus aux raffineries de Wood River et de Borger.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier trimestre de 2021 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, de la main-d'œuvre et des services publics. Au premier trimestre de 2021, les charges d'exploitation ont augmenté de 196 M\$ par rapport à celles du premier trimestre de 2020. Cette augmentation s'explique par les actifs acquis dans le cadre de l'arrangement, les activités de révision aux raffineries de Wood River et de Borger et la hausse des prix des services publics aux raffineries de Lima et de Borger imputable aux répercussions de la tempête hivernale Uri.

Amortissement et épuisement

Les actifs du secteur Fabrication aux États-Unis 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 sous-jacents ou la durée du contrat de location, selon la plus courte des deux. La charge d'amortissement et d'épuisement liée à la fabrication aux États-Unis s'est établie à 114 M\$ au premier trimestre de 2021, en hausse de 37 M\$ par rapport au premier trimestre de 2020 par suite de l'acquisition d'actifs dans le cadre de l'arrangement.

VENTE

Les activités du secteur Vente ont été acquises le 1^{er} janvier 2021 dans le cadre de l'arrangement.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2021, notre réseau de vente commerciale et au détail comptait en moyenne 540 points de vente de produits pétroliers de marque Husky et Esso exploités de manière autonome. Notre modèle d'exploitation pour la vente commerciale et au détail est fondé autant sur des sites détenus et exploités par la société que des sites détenus et exploités par des concessionnaires affichant notre marque. Le réseau comprend des postes d'essence avec et sans service, des relais routiers et des établissements à carte-accès desservant des marchés urbains et ruraux partout au Canada, tandis que nos distributeurs en gros vendent directement aux marchés commerciaux et agricoles des provinces des Prairies.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2021
Chiffre d'affaires brut	447
Produits achetés	417
Marge brute	30
Charges	
Activités d'exploitation	19
Marge d'exploitation	11
Amortissement et épuisement	12
Résultat sectoriel	(1)

Sommaire des résultats d'exploitation

	Trimestre clos le 31 mars 2021
Volume de vente de carburant, y compris en gros	
Ventes de carburant (millions de litres/j)	6,5
Ventes de carburant par point de vente (milliers de litres/j)	12,0

Marge brute

La marge brute est établie principalement en fonction des prix de l'essence et du diesel ainsi que des prix de détail des carburants à moteur.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier trimestre de 2021 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, les taxes foncières ainsi que les coûts de la main-d'œuvre et des services publics.

Amortissement et épuisement

Les actifs du secteur Vente 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 sous-jacents ou la durée du contrat de location, selon la plus courte des deux. La charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Vente s'est établie à 12 M\$ au premier trimestre de 2021 par suite de l'acquisition d'actifs de vente au détail dans le cadre de l'arrangement.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Pour le premier trimestre de 2021, les activités au titre de la gestion des risques ont donné lieu à :

- des profits latents liés à la gestion des risques de 16 M\$ (néant en 2020) en raison de la réalisation des positions nettes et des variations des prix des marchandises au cours du trimestre clos le 31 mars 2021;
- des pertes réalisées liées à la gestion des risques de 89 M\$ (néant en 2020) en raison de la réalisation des contrats d'options de vente et d'achat de WTI acquis dans le cadre de l'arrangement;
- des pertes réalisées liées à la gestion des risques de change de 2 M\$ (pertes de 5 M\$ en 2020).

Charges

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2021	2020
Frais généraux et frais d'administration ¹⁾	163	(23)
Charges financières	244	107
Produit d'intérêts	(4)	(1)
(Profit) perte de change, montant net	(117)	637
Coûts d'intégration	223	-
Réévaluation du paiement éventuel	187	(130)
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(12)	1
Autres (produits) charges, montant net ²⁾	(72)	(6)
	612	585

1) La provision au titre de contrats déficitaires de 2 M\$ comptabilisée en 2020 a été reclassée dans les frais généraux et frais d'administration.

2) Des frais de recherche de 3 M\$ comptabilisés en 2020 ont été reclassés au poste Autres (produits) charges, montant net.

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, les coûts des technologies de l'information et les charges d'exploitation associées à notre portefeuille immobilier. Au premier trimestre de 2021, les frais généraux et frais d'administration ont augmenté à cause de l'augmentation des effectifs et de l'accroissement des primes d'intéressement à long terme en raison de la hausse du cours des actions.

Charges financières

Au premier trimestre de 2021, les charges financières ont augmenté de 137 M\$, surtout en raison de la dette à long terme reprise dans le cadre de l'arrangement.

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2021, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette s'est établi à 4,5 % (5,0 % en 2020).

Coûts d'intégration

Nous avons engagé des coûts de 223 M\$ par suite de l'arrangement, à l'exclusion des dépenses d'investissement. Les coûts d'intégration comprennent des indemnités de départ de 145 M\$, des coûts de transaction de 65 M\$ et

d'autres coûts liés à l'intégration de 13 M\$. Les coûts de transaction excluent les frais d'émission des actions ordinaires, des actions privilégiées et des bons de souscription.

Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2021	2020
(Profit) perte de change latent	(139)	657
(Profit) perte de change réalisé	22	(20)
	(117)	637

Au premier trimestre de 2021, des profits de change latents de 139 M\$ ont été comptabilisés principalement par suite de la conversion de la dette libellée en dollars américains.

Réévaluation du paiement éventuel

En ce qui concerne la production de Foster Creek et de Christina Lake, 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. Les paiements éventuels ne sont pas plafonnés. Le calcul comporte un mécanisme d'ajustement tenant compte de certaines interruptions de production importantes à Foster Creek et à Christina Lake, qui pourrait réduire le montant d'un paiement éventuel.

Le paiement éventuel est comptabilisé à titre d'option financière. La juste valeur de 217 M\$ au 31 mars 2021 a été estimée en calculant la valeur actualisée des flux de trésorerie attendus futurs à l'aide d'un modèle d'évaluation d'options. Le paiement éventuel est réévalué à la juste valeur à chaque date de clôture, et les variations de la juste valeur sont imputées au résultat net. Pour le trimestre clos le 31 mars 2021, une perte au titre de la réévaluation hors trésorerie de 187 M\$ a été comptabilisée. Pour le trimestre clos le 31 mars 2021, une somme de 33 M\$ est exigible aux termes de l'entente.

Le prix à terme moyen du WCS pour la durée résiduelle du paiement éventuel est de 57,38 \$ le baril. Le prix à terme trimestriel estimatif du WCS pour la durée résiduelle de l'entente est de l'ordre d'environ 54,26 \$ le baril à 61,41 \$ le baril.

Autres (produits) charges, montant net

Au premier trimestre de 2021, les autres produits ont augmenté de 66 M\$, principalement grâce au produit d'assurance de 45 M\$ lié à l'interruption des activités et à la reconstruction de la raffinerie Superior et au montant de 19 M\$ lié à la réévaluation des bons de souscription de Headwater Exploration Inc.

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. 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. La dotation à l'amortissement et à l'épuisement s'est chiffrée à 31 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2021 (45 M\$ en 2020). La diminution de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement s'explique principalement par une perte de valeur de 8 M\$ liée à des améliorations locatives comptabilisée au premier trimestre de 2020.

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2021	2020
Charge d'impôt exigible		
Canada	12	-
Région de l'Asie-Pacifique	34	-
Autres pays	1	-
Charge (produit) d'impôt exigible	47	-
Charge (produit) d'impôt différé	27	(348)
Total de la charge (du produit) d'impôt	74	(348)

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

Pour le trimestre clos le 31 mars 2021, la société a comptabilisé une charge d'impôt exigible se rapportant principalement aux activités menées en Chine, dans la région de l'Asie-Pacifique, ainsi qu'aux activités de Cenovus au Canada assujetties à l'impôt provincial. Cette hausse est imputable aux activités de la région Asie-Pacifique acquises dans le cadre de l'arrangement et à l'augmentation du résultat par rapport au premier trimestre de 2020.

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.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2021	2020
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :		
Activités d'exploitation	228	125
Activités d'investissement	204	(321)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	432	(196)
Activités de financement	39	182
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en devises	24	(12)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	495	(26)
	31 mars	31 décembre
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2021	2020
Dettes¹⁾	873	378
	14 213	7 562

1) Comprend la dette à long terme et les emprunts à court terme.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour les trois premiers mois de 2021, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont augmenté par rapport à 2020, en raison principalement de la hausse de la marge d'exploitation, en partie contrée par les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, les coûts d'intégration ainsi que l'accroissement des frais généraux et frais d'administration et des charges financières, dont une analyse est présentée à la rubrique « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion.

Compte non tenu de la partie courante du paiement conditionnel, notre fonds de roulement s'élevait à 2 098 M\$ au 31 mars 2021, par rapport à 653 M\$ au 31 décembre 2020. L'augmentation du fonds de roulement s'explique avant tout par le relèvement des comptes débiteurs et produits à recevoir et des stocks, annulé en partie par la hausse des comptes créditeurs et charges à payer.

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 entrées de trésorerie liées aux activités d'investissement ont progressé au premier trimestre de 2021 par rapport à 2020 principalement du fait de l'acquisition de 735 M\$ en trésorerie dans le cadre de l'arrangement, hausse en partie annulée par les dépenses d'investissement plus élevées au premier trimestre.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Au cours du premier trimestre, nous avons émis pour 107 M\$ d'emprunts à court terme et pour 50 M\$ de titres d'emprunt à long terme renouvelables. Au premier trimestre de 2020, nous avons racheté une tranche de 100 M\$ US de billets non garantis, pour un montant en trésorerie de 81 M\$ US.

Dettes totales

La dette totale, y compris les emprunts à court terme, s'établissait à 14 213 M\$ au 31 mars 2021 (7 562 M\$ au 31 décembre 2020). L'accroissement de la dette totale s'explique avant tout par la reprise de la dette à la clôture de l'arrangement le 1^{er} janvier 2021, dont la juste valeur était de 6 642 M\$. Le montant en capital de la dette reprise, 5 751 M\$, est remboursable aux prêteurs entre 2022 et 2037.

Au 31 mars 2021, nous respectons toutes les conditions de nos conventions d'emprunt.

Dividendes sur les actions ordinaires

Au premier trimestre de 2021, les dividendes que nous avons versés se sont chiffrés à 35 M\$, soit 0,0175 \$ par action ordinaire (77 M\$, soit 0,0625 \$ par action ordinaire en 2020). La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration de la société et réexaminée tous les trimestres.

Dividendes sur les actions privilégiées rachetables par anticipation à dividende cumulatif

Des dividendes pour une somme de 9 M\$ ont été versés sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7 au premier trimestre de 2021. La déclaration d'un dividende sur les actions privilégiées est à l'entière discrétion du conseil d'administration de la société et réexaminée tous les trimestres.

Sources de liquidités disponibles

Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 31 mars 2021 :

(en millions de dollars)	Échéance	Montant disponible
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Sans objet	873
Facilités de crédit engagées		
Facilité de crédit renouvelable de 2,0 G\$	Jun 2022	1 600
Facilité de crédit renouvelable de 1,2 G\$ – tranche B	Novembre 2022	1 200
Facilité de crédit renouvelable de 3,3 G\$ – tranche A	Novembre 2023	3 300
Facilité de crédit renouvelable de 2,0 G\$	Mars 2024	2 000
Facilités remboursables à vue non engagées		
Cenovus Energy Inc.	Sans objet	1 830
WRB Refining LP (« WRB ») (quote-part revenant à Cenovus)	Sans objet	62
Société en commandite Sunrise Oil Sands (quote-part revenant à Cenovus)	Sans objet	5

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

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 les conventions d'emprunt, ne dépassant pas 65 %. Le ratio de la société est nettement en deçà de cette limite.

Facilités de crédit engagées

Nous disposons de facilités de crédit engagées totalisant 8,5 G\$. Au 31 mars 2021, un montant de 400 M\$ avait été prélevé sur les facilités de crédit engagées (néant au 31 décembre 2020).

Facilités remboursables à vue non engagées

Nous disposons de facilités remboursables à vue non engagées de 2,5 G\$, dont une tranche de 1,5 G\$ peut être prélevée à des fins générales, la totalité du montant pouvant servir à l'émission de lettres de crédit. Au 31 mars 2021, la société avait effectué un prélèvement de 140 M\$ (néant au 31 décembre 2020) sur ces facilités de crédit et émis des lettres de crédit totalisant 565 M\$ (441 M\$ au 31 décembre 2020).

WRB dispose de facilités remboursables à vue non engagées de 300 M\$ US (notre quote-part s'établissant à 150 M\$ US) pouvant servir à combler ses besoins en fonds de roulement à court terme. Au 31 mars 2021, WRB avait effectué un prélèvement de 201 M\$ US sur ces facilités, notre quote-part s'établissant à 101 M\$ US (126 M\$) (121 M\$ au 31 décembre 2020).

La société en commandite Sunrise Oil Sands dispose d'une facilité de crédit remboursable à vue non engagée de 10 M\$ pouvant servir à des fins générales. Notre quote-part s'établit à 5 M\$. Aucun montant n'avait été prélevé sur cette facilité de crédit remboursable à vue au 31 mars 2021 (néant au 31 décembre 2020).

Billets non garantis libellés en dollars canadiens et billets non garantis libellés en dollars américains

Le 31 mars 2021, dans le cadre de l'arrangement et du regroupement subséquent de Husky Energy Inc. au sein de Cenovus Energy Inc., Cenovus Energy Inc. est devenue le débiteur direct aux termes des billets à 3,95 % d'un montant de 500 M\$ US échéant en 2022, des billets à 4,00 % d'un montant de 750 M\$ US échéant en 2024, des billets à 3,55 % d'un montant de 750 M\$ échéant en 2025, des billets à 3,60 % d'un montant de 750 M\$ échéant en 2027, des billets à 3,50 % d'un montant de 1 250 M\$ échéant en 2028, des billets à 4,40 % d'un montant de 750 M\$ US échéant en 2029, des billets à 6,80 % d'un montant de 387 M\$ US échéant en 2037 et d'autres obligations directes de Husky.

Prospectus préalable de base

Nous avons déposé un prospectus préalable de base qui nous 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 privilégiées, 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. Au 31 mars 2021, 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, les dépenses de prospection, 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, les autres profits ou pertes nets et la quote-part du bénéfice ou de la perte des satellites comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, calculée sur une base de douze mois. Ces ratios sont utilisés pour gérer la dette globale de Cenovus et servent de mesures de la santé financière générale de la société.

	31 mars 2021	31 décembre 2020
Ratio dette nette/capitaux permanents ¹⁾ (%)	36	30
Ratio dette nette/BAIIA ajusté (fois)	5,2x	11,9x

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.

Nous visons un ratio dette nette/BAIIA ajusté inférieur à 2,0x et sensiblement inférieur 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, nous pouvons, entre autres, modifier nos dépenses d'investissement et d'exploitation, effectuer des prélèvements sur nos 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 mars 2021, notre ratio dette nette/BAIIA ajusté s'établissait à 5,2x. Ce ratio a diminué par rapport au quatrième trimestre de 2020 en raison de la marge d'exploitation supérieure au premier trimestre de 2021, facteur en partie annulé par la hausse de la dette nette acquise dans le cadre de l'arrangement.

Nous respectons toutes les modalités de nos conventions d'emprunt. Aux termes de nos facilités de crédit engagées, nous sommes tenus de conserver un ratio dette/capitaux permanents total, tel qu'il est défini dans les conventions, ne dépassant pas 65 %. Ce ratio se situe bien en deçà de ce plafond.

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

Capital social et régimes de rémunération fondée sur des actions

Aux termes de l'arrangement, 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. Nous avons émis 788,5 millions d'actions ordinaires de Cenovus ayant une juste valeur de 6,1 G\$, d'après le cours de clôture de l'action de 7,75 \$ le 31 décembre 2020 à la Bourse de Toronto. De plus, 65,4 millions de bons de souscription d'actions ordinaires ont été émis. Chaque bon de souscription entier donne à son porteur le droit d'acquérir une action ordinaire de Cenovus sur une période de cinq ans au prix d'exercice de 6,54 \$ l'action. La juste valeur des bons de souscription était évaluée à 216 M\$. Nous avons aussi acquis toutes les actions privilégiées émises et en circulation de Husky en contrepartie de 36,0 millions d'actions privilégiées de premier rang de Cenovus selon des modalités essentiellement identiques et d'une juste valeur de 519 M\$.

Nous disposons d'un certain nombre de régimes de rémunération fondée sur des actions assortis de droits de règlement net, d'unités d'actions liées au rendement (« UAR »), d'unités d'actions de négociation restreinte (« UANR ») et d'unités d'actions différées (« UAD »). Dans le cadre de l'arrangement, à la clôture de l'opération le 1^{er} janvier 2021, les options sur actions en cours de Husky ont été remplacées par des options sur actions de remplacement de Cenovus (« options de remplacement de Cenovus »). Chaque option de remplacement de Cenovus donne droit 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. La juste valeur des options de remplacement a été estimée à 9 M\$.

Au 31 mars 2021, environ 2 017 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (1 229 millions en 2020). Se reporter à la note 21 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour en savoir plus.

Se reporter à la note 23 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires 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'UAD.

Nos actions en circulation se présentent comme suit :

	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
Au 30 avril 2021		
Actions ordinaires ¹⁾	2 017 510	s. o.
Bons de souscription d'actions ordinaires	65 317	s. o.
Actions privilégiées, série 1	10 740	s. o.
Actions privilégiées, série 2	1 260	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 ¹⁾	43 550	29 450
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	14 998	1 524

¹⁾ Comprennent les options de remplacement de Cenovus (définies plus haut) 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

Le programme d'investissement de 2021 devrait se situer entre 2,3 G\$ et 2,7 G\$. Notre investissement 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.

	Trimestres clos les 31 mars	
	2021	2020
(en millions de dollars)		
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	1 141	(154)
Total des dépenses d'investissement	547	304
Fonds provenant de l'exploitation disponibles ¹⁾	594	(458)
Dividendes en numéraire	44	77
	550	(535)

¹⁾ Les fonds provenant de l'exploitation disponibles sont une mesure hors PCGR correspondant aux fonds provenant de l'exploitation ajustés, déduction faite des dépenses d'investissement.

Notre approche relative au cadre financier demeure 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 2,0x.

Nous restons déterminés à conserver des notations de crédit d'excellente qualité, voire à les améliorer. 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 devraient permettre de financer la totalité des investissements de maintien et des distributions aux actionnaires à l'avenir lorsque prendront fin les coûts d'intégration non récurrents liés à l'arrangement.

Obligations contractuelles et engagements

Nous sommes liés par diverses obligations se rapportant à des biens et à des services que nous contractons dans le cours normal de nos activités. Ces obligations ont trait surtout aux contrats de transport, au programme de gestion des risques et à la capitalisation des régimes à prestations déterminées et d'autres avantages postérieurs à l'emploi. Les obligations dont l'échéance initiale est à moins de un an en ont été exclues. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires au 31 mars 2021 et aux états financiers consolidés au 31 décembre 2020.

Des contrats et d'autres engagements commerciaux non résiliables ont été repris dans le cadre de l'arrangement. Le 1^{er} janvier 2021, nous avons repris des engagements totalisant 17,6 G\$, dont une tranche de 7,4 G\$ avait trait à divers engagements liés au transport. Les engagements liés au transport comprennent une tranche de 1,7 G\$ qui sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou qui ont été approuvés, mais ne sont pas encore en vigueur.

Au 31 mars 2021, le total des engagements s'élevait à 33,2 G\$, dont une tranche de 20,6 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.

Au 31 mars 2021, aucun montant n'était inclus dans les engagements liés au transport et au stockage relativement à l'oléoduc Keystone XL à la suite de l'annulation de notre convention de services de transport dans le cadre du projet (7,0 G\$ au 31 décembre 2020).

Nos engagements auprès de HMLP au 31 mars 2021 comprennent un montant de 2,6 G\$ lié aux contrats de transport et de stockage.

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

Au 31 mars 2021, les lettres de crédit en cours émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats totalisaient 565 M\$ (441 M\$ au 31 décembre 2020).

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 une partie de 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 mars 2021, la juste valeur estimative du paiement conditionnel s'établissait à 217 M\$. Au 31 mars 2021, un montant de 33 M\$ 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.

Transactions entre parties liées

Les opérations conclues avec HMLP sont des transactions entre parties liées puisque la société détient une participation de 35 % dans HMLP.

À titre d'exploitant des actifs détenus par HMLP, Cenovus procure des services de gestion pour lesquels elle récupère les coûts des services.

La société est aussi entrepreneur auprès de HMLP et construit ses installations selon le principe du recouvrement des coûts comportant certaines restrictions. Pour le trimestre clos le 31 mars 2021, la société a imputé à HMLP 32 M\$ au titre de la construction et des services de gestion.

La société paie à HMLP des frais d'accès pour avoir recours à ses réseaux pipeliniers pour les activités de fluidification de Cenovus. Cenovus paie également HMLP pour les services de transport et de stockage. Pour le trimestre clos le 31 mars 2021, la société a engagé des coûts de 72 M\$ pour l'utilisation des réseaux pipeliniers de HMLP ainsi que pour les services de transport et de stockage.

GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE

Pour comprendre précisément les risques qui ont une incidence pour nous, il faut lire le texte qui suit en parallèle avec la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » de notre rapport de gestion annuel de 2020.

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.

Le texte qui suit présente une mise à jour sur les risques auxquels nous sommes exposés.

Programme national de tarification du carbone du Canada

Le 25 mars 2021, la Cour suprême du Canada (« CSC ») a rendu sa décision confirmant que le régime national de tarification du carbone du Canada est constitutionnel. Plusieurs provinces canadiennes avaient lancé une contestation constitutionnelle au régime national de tarification du carbone du Canada et la décision de la CSC, le plus haut tribunal d'appel du Canada, est finale dans ce dossier. Voir la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque – Risques liés aux changements climatiques – Risques liés à la transition – politiques et législatifs – Réglementation en matière de changements climatiques » dans notre rapport de gestion annuel de 2020 pour une description des risques liés au régime national de tarification du carbone du Canada.

Débiteur aux termes des billets en cours de Husky

En date du 31 mars 2021, Cenovus Energy Inc. a fusionné avec Husky Energy Inc., sa filiale entièrement détenue, en vertu des dispositions de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. Par suite de la fusion, Cenovus Energy Inc. est devenue le débiteur direct aux termes des billets en cours de Husky, notamment les billets à 3,95 % d'un montant de 500 M\$ US échéant en 2022, les billets à 4,00 % d'un montant de 750 M\$ US échéant en 2024, les billets à 3,55 % d'un montant de 750 M\$ échéant en 2025, les billets à 3,60 % d'un montant de 750 M\$ échéant en 2027, les billets à 3,50 % d'un montant de 1 250 M\$ échéant en 2028, les billets à 4,40 % d'un montant de 750 M\$ US échéant en 2029, les billets à 6,80 % d'un montant de 387 M\$ US échéant en 2037 et d'autres obligations directes de Husky. Voir la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risques – Autres risques – Risques liés à l'arrangement – Accroissement de l'endettement » dans notre rapport de gestion annuel de 2020.

Risques financiers

Prix des marchandises

Les fluctuations des prix des marchandises, les écarts de prix qui en découlent et des 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. 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 25 et 26 annexes aux états financiers consolidés intermédiaires présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels nous avons recours, comme leur classement, les hypothèses formulées lors de l'établissement de leur juste valeur et une analyse plus approfondie des risques qu'ils comportent et de la gestion de ces risques.

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.

Incidence des activités de gestion des risques financiers

Cenovus prend des décisions sur le stockage et le transport en ayant recours à son infrastructure de commercialisation et de transport, y compris ses actifs de stockage et ses pipelines servant à optimiser les gammes de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle. Afin de protéger le prix des stocks visés par les décisions de stockage ou de transport, Cenovus a recours à diverses stratégies d'alignement des prix pour réduire la volatilité des flux de trésorerie futurs afin de disposer de flux de trésorerie stables tout en réduisant sa dette au moyen de contrats de gestion des risques.

Les transactions couvrent généralement plus d'une période 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.

Au premier trimestre de 2021, nous avons réalisé une perte liée à la gestion des risques imputable à l'écart entre les prix de référence au règlement et les prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques; la vente des stocks sous-jacents au cours du trimestre a donné lieu à la comptabilisation d'un profit découlant de la hausse des prix de référence. Au premier trimestre de 2021, des profits latents ont été constatés au titre des instruments financiers liés au pétrole brut principalement en raison de la baisse des prix de référence futurs sous le seuil des prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques portant sur des périodes futures et la réalisation de positions nettes. Dans un contexte de hausse des prix des marchandises, nous nous attendrions à réaliser des pertes sur nos activités de gestion des risques, mais à constater des gains sur les produits physiques sous-jacents vendus au cours de la période visée; l'inverse se produirait dans un contexte de baisse des prix des marchandises.

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 et principales sources d'incertitude relative aux estimations

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. Le lecteur trouvera la liste complète des principales sources d'incertitude relative aux estimations dans nos états financiers consolidés annuels pour l'exercice clos le 31 décembre 2020. Pendant le trimestre clos le 31 mars 2021, les jugements d'importance critique de la société ont fait l'objet d'une mise à jour pour l'application des méthodes comptables et des principales sources d'incertitude relative aux estimations, y compris l'évaluation des partenariats, les recouvrements au titre de réclamations d'assurance, la monnaie fonctionnelle des filiales de la société et la juste valeur des transactions entre parties liées. Les mises à jour des jugements d'importance critique et des principales sources d'inquiétude relative aux estimations visent les changements dans l'exploitation de la société à la suite de la clôture de l'arrangement. Le lecteur trouvera de plus amples renseignements à la note 3 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

Changements de méthodes comptables

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2020, en raison de la clôture de l'arrangement, la société a mis à jour ses méthodes comptables significatives, y compris celles visant le périmètre de consolidation, la comptabilisation des produits, les régimes d'avantages du personnel, les transactions entre parties liées, la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les immobilisations corporelles, le capital social et les bons de souscription ainsi que la rémunération fondée sur des actions. Le lecteur trouvera de plus amples renseignements à la note 3 annexe des états financiers consolidés intermédiaires.

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. Au cours du trimestre clos le 31 mars 2021, aucune norme comptable ou interprétation nouvelle ou modifiée n'a été publiée qui devrait avoir une incidence importante sur nos états financiers consolidés intermédiaires.

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 contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») et des contrôles et procédures de communication de l'information (les « CPCI ») au 31 mars 2021. La direction a utilisé les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework (2013)*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission, pour évaluer la conception et l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le CIIF et les CPCI étaient efficaces au 31 mars 2021.

Le 1^{er} janvier 2021, Cenovus et Husky ont conclu l'arrangement visant le regroupement des deux sociétés. Dans la mesure permise par et conformément au Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs et aux directives de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, la direction a limité la portée et la conception du CIIF et des CPCI pour exclure les contrôles, politiques et procédures de l'entreprise acquise de Husky. Une telle limitation de la portée s'explique principalement par le temps nécessaire à la direction pour évaluer le CIIF et les CPCI de Husky d'une manière compatible avec nos autres activités. Une intégration plus poussée aura lieu tout au long de l'exercice, à mesure que les processus et les systèmes seront harmonisés.

Les actifs attribuables à Husky au 31 mars 2021 représentaient environ 35 % du total de l'actif de Cenovus et les produits des activités ordinaires attribuables à Husky pour la période du 1^{er} janvier au 31 mars 2021 représentaient environ 50 % du total des produits ordinaires de Cenovus pour le trimestre clos le 31 mars 2021.

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

PERSPECTIVES

Les marchés de l'énergie ont pris une orientation positive depuis 2020, mais nous croyons que l'incertitude persistera pour le reste de 2021. L'ampleur de la résurgence des cas de COVID-19 et des variants est susceptible d'entraîner la volatilité des marchés du pétrole brut et des produits raffinés d'ici la fin de l'exercice. La politique de l'OPEP+ continue d'appuyer l'équilibre du marché, et le groupe a indiqué que l'offre reprendra graduellement au cours de l'exercice à mesure que la demande s'améliorera. Les politiques gouvernementales et les mesures de relance stimulent les attentes à l'égard de la reprise économique mondiale et de l'amélioration de la consommation d'énergie. Dans de nombreuses régions du monde, le déploiement des vaccins contre la COVID-19 a progressé lentement, mais la campagne de distribution aux États-Unis est très encourageante. La poursuite de la distribution réussie des vaccins contre la COVID-19 et l'assouplissement des restrictions appuieront la demande. On observe des signes d'optimisme quant à la saison de conduite estivale et à l'augmentation de la demande de produits raffinés pendant le deuxième semestre de 2021.

Notre objectif demeure 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 la volatilité potentielle continue des marchés.

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 ou freiner 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 que 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.

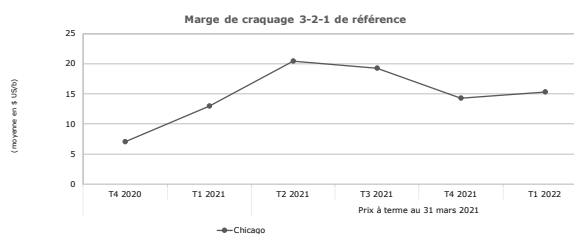
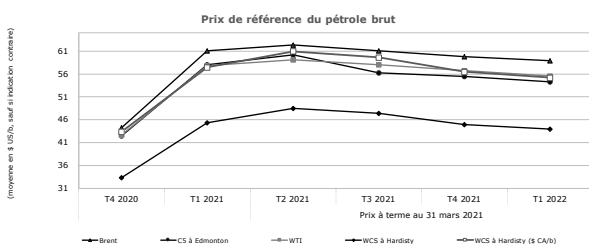
Notre objectif demeure de réaliser cette année près de 400 M\$ des synergies estimées en frais généraux et d'administration et en charges d'exploitation annuels et environ 600 M\$ des synergies prévues en répartition des capitaux. À plus longue échéance, nous devrions réaliser des économies additionnelles 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.

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

Prix des marchandises sous-tendant les résultats financiers

Nos prévisions des prix des marchandises dépendra des facteurs suivants :

- La volatilité des prix du pétrole brut et des produits raffinés, dont l'orientation générale dépendrait principalement de la réaction de l'offre et de la demande au contexte actuel incertain des prix, des répercussions de l'offre excédentaire, des conséquences sur la demande mondiale des préoccupations au sujet de la COVID-19 ainsi que de l'efficacité des vaccins contre la COVID-19 et de leur distribution.
- 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 projet 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.
- Les marges de craquage en 2021 devraient être supérieures à celles de 2020, compte tenu de la reprise de la demande; elles augmentent par ailleurs pour atténuer la hausse du coût des NIR. Les marges devraient continuer à fluctuer, compte tenu des tendances saisonnières et des réductions du volume de traitement des raffineries en Amérique du Nord.

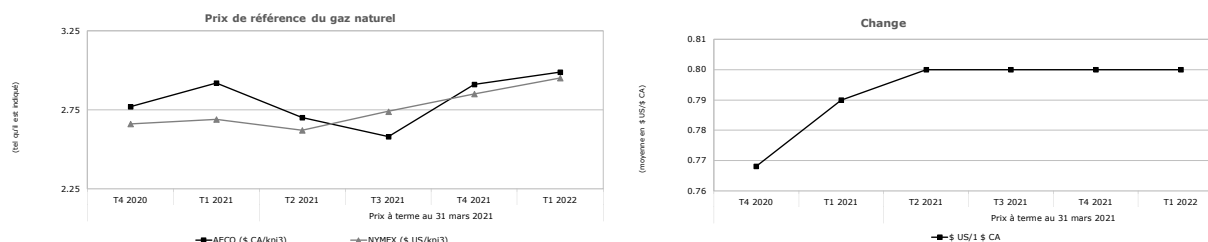


Les prix du gaz naturel ont rebondi depuis le creux de 2020 et la courbe des prix à terme indique que le marché prévoit le maintien des prix de l'AECO en 2021. La réduction de la production de gaz associé et de gaz sec, ainsi que la reprise de la demande américaine et des exportations de LGN, devrait continuer de resserrer les fondamentaux

du marché du gaz de l'Amérique du Nord pour le reste de 2021 et remonter les prix par rapport à 2020 sur une base annuelle.

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.

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.



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 sur la côte américaine du golfe du Mexique et en Alberta. De ce fait, nous sommes exposés aux écarts des marges de craquage sur 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 poursuivrons 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 aux prix des stocks.

Grandes priorités de 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. Dans ses décisions d'affaires, la société accorde la priorité au leadership environnemental, social et de gouvernance et à l'intégration des considérations en matière de développement durable.

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.

Intégration en souplesse

Outre les synergies financières et opérationnelles, nous avons pour objectif de créer de la stabilité pour notre effectif et de favoriser la culture de haute performance de la société combinée. Notre objectif est de nous distinguer dans notre secteur au chapitre des ressources humaines et de faire progresser le leadership, les capacités commerciales et les programmes d'inclusion et de diversité. Nous visons également à soutenir le rendement de l'entreprise grâce à l'intégration et à l'optimisation pratiques et efficaces des systèmes. Nous actualiserons notre vision, notre mission et nos valeurs pour refléter l'évolution de l'entreprise.

Synergies et domination du marché par les coûts

Nous sommes en voie de réaliser des synergies annuelles d'environ 400 M\$ au chapitre des coûts par le truchement du regroupement des systèmes de technologie de l'information, de l'élimination des autres services qui font double emploi et de la réduction de la main-d'œuvre et des frais généraux et d'administration combinés.

À long terme, nous prévoyons, en poussant l'intégration physique, réaliser des économies additionnelles et relever les marges. L'intégration des actifs en amont avec ceux en aval 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 à long terme. Nous continuons de chercher des moyens d'améliorer les efficacités à l'échelle 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.

La production en amont devrait s'établir entre 730 000 bep par jour et 780 000 bep par jour en 2021. La production en aval devrait se situer entre 500 000 et 550 000 barils par jour en 2021. Nous sommes en voie de réaliser les synergies annuelles prévues de 600 M\$ au titre 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 mars 2021, l'encours de la dette nette se situait à 13,3 G\$. Les fonds disponibles marginaux annuels prévus tirés des synergies à court terme identifiées parallèlement à la clôture de l'arrangement devraient nous permettre d'accélérer le désendettement de notre bilan. Du fait des fonds en caisse et du montant disponible au titre de nos facilités de crédit engagées et de facilités de crédit à vue, nous disposons de liquidités d'environ 10,9 G\$. 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, à 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. 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. 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.

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 2,0x 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 ou rétablir 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.

Facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance

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.

Cenovus a récemment réalisé une évaluation rigoureuse de l'importance relative des facteurs ESG pour cerner les questions ESG les plus significatives pour notre portefeuille et les plus prioritaires pour nos parties prenantes. À la lumière des commentaires formulés par nos parties prenantes internes et externes, le changement climatique, les émissions de gaz à effet de serre, la réconciliation avec les peuples autochtones, l'intendance des eaux, la biodiversité ainsi que l'inclusion et la diversité ont été cernés comme les domaines d'intérêt en matière d'ESG pour la société. De plus, la sécurité et la fiabilité de l'exploitation ainsi que de bonnes pratiques de gouvernance demeurent des éléments fondamentaux de la société et de son mode de gestion. Alors que la société met à jour ses plans d'affaires et sa stratégie à long terme, nous nous efforçons également de fixer des objectifs significatifs pour le nouveau portefeuille résultant de la conclusion de l'arrangement. Les nouveaux plans et cibles pour chacun des cinq domaines d'intérêt en matière d'ESG seront communiqués une fois ce travail effectué cette année et approuvé par le conseil.

MISE EN GARDE

Renseignements sur le pétrole et le gaz

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 », « rechercher », « 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, nos priorités et les étapes déterminantes connexes; les échéanciers et les mesures à prendre; les avantages prévus de l'arrangement, notamment : réaliser des synergies annuelles de frais généraux et d'administration et de charges d'exploitation d'environ 400 M\$ et des synergies en répartition des capitaux d'environ 600 M\$ en 2021; 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 de l'Alberta tout en maintenant notre exposition aux prix mondiaux des marchandises; réduire les coûts des condensats associés au transport de pétrole lourd à long terme; accélérer le désendettement du bilan; consolider les systèmes informatiques; éliminer les services qui font double emploi; réduire la main-d'œuvre et réaliser une croissance durable des distributions aux actionnaires; concrétiser les synergies découlant de l'arrangement plus tôt que prévu; les mesures prises dans nos espaces de travail dans le contexte de la COVID-19; 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; maximiser la valeur par baril de pétrole lourd produit à l'échelle de notre réseau d'actifs intégré; optimiser la production des raffineries; 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 opérations de couverture financière; le maintien et le rétablissement de notations de premier ordre; affecter les fonds disponibles à la réduction de la dette et réduire l'endettement net à moins de 10 G\$; atteindre une cible de moins de 2,0x le ratio dette nette/BAIIA ajusté, et sensiblement inférieure à long terme, sans devoir vendre des actifs; une dette nette à long terme de 8 G\$ ou moins; se concentrer sur la maximisation de la valeur pour les actionnaires; assurer 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; le maintien de liquidités suffisantes; produire des flux de trésorerie stables pendant les cycles des prix et en période de volatilité du prix des marchandises ainsi que conserver un solide bilan; rehausser notre avantage concurrentiel pour tirer parti de plus grandes économies d'échelle; les attentes quant à

l'atteinte des objectifs de 2021 en fonction des charges d'exploitation et des volumes de production actuels; les niveaux de production prévus; l'intégration à notre plan d'affaires de facteurs ESG; devenir un fournisseur mondial d'énergie par excellence en faisant avancer les technologies propres et en réduisant l'intensité des émissions; l'ambition de parvenir à la carboneutralité d'ici 2050; les plans visant à renforcer les relations avec les collectivités locales, tout en visant le rapprochement économique avec les communautés autochtones; notre intention d'établir et de réaliser de nouvelles cibles ESG; 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 la gestion d'un niveau d'endettement optimal tout en conservant 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; la volatilité persistante des marchés du pétrole brut et des produits raffinés en raison de la COVID-19; 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; les attentes relatives à la reprise économique mondiale et à la hausse de la consommation d'énergie; 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 et les investissements prévus, y compris leur montant, leur calendrier de réalisation et leurs sources de financement; notre programme d'investissement de 2021; les activités prévues de mise en valeur, de forage et de prospection et le calendrier; tous les énoncés portant sur les prévisions pour 2021; 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 corrélation entre le rythme de la récupération de la demande de pétrole et la distribution des vaccins; la mesure dans laquelle les membres de l'OPEP+ continueront de réduire leur production; 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 et d'autres occasions commerciales ou financières qui pourraient s'offrir à nous; notre concentration sur nos stratégies à moyen terme visant l'accès à de nouveaux marchés pour notre production de pétrole brut; la préservation de notre capacité d'adaptation financière; 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 taux de change et d'intérêt; 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; le caractère négligeable des incidences de toute obligation qui pourrait découler des poursuites liées au cours normal des activités; la disponibilité et le remboursement de nos facilités de crédit; la vente éventuelle d'actifs; l'incidence attendue du paiement conditionnel à ConocoPhillips; et l'élaboration d'un nouveau plan d'affaires quinquennal pour la société combinée en 2021. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure à l'information prospective, car nos résultats réels pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus.

L'élaboration de notre information prospective repose sur un certain nombre d'hypothèses et la prise en compte de certains risques et incertitudes qui, dans certains cas, sont propres à Cenovus et dans d'autres, appartiennent à l'industrie 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 à l'arrangement; 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 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; nos résultats futurs en regard des objectifs de 2021 en fonction des charges d'exploitation et des volumes de production actuels; 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 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 efficace et de les mettre en place et de réaliser les résultats futurs attendus; les répercussions de l'endettement accru de Cenovus; l'incidence des importants nouveaux associés; la volatilité des prix des marchandises et d'autres hypothèses connexes relatives aux prix des marchandises; 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 extracôticières 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 Cenovus, 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)		
MSH	Mélange synthétique de Husky		
WTS	West Texas Sour		

RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS

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

Production totale

Résultats financiers en amont

Selon les états financiers consolidés intermédiaires				
	Sables bitumineux ¹⁾	Hydrocarbures classiques ¹⁾	Production extracôtière ¹⁾	Total en amont
Trimestre clos le 31 mars 2021 (en millions de dollars)				
Chiffre d'affaires brut	4 775	776	431	5 982
Redevances	324	24	25	373
Marchandises achetées	718	381	-	1 099
Transport et fluidification	1 778	18	4	1 800
Charges d'exploitation	585	142	58	785
Prix nets opérationnels	1 370	211	344	1 925
(Profit) perte réalisée lié à la gestion des risques	229	1	-	230
Marge d'exploitation	1 141	210	344	1 695
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	(141)	(1)	-	(142)

Selon les états financiers consolidés intermédiaires	Ajustements					Base pour le calcul des prix nets opérationnels	
	Total en amont	Condensats	Tierces sources	Consommation interne ²⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ³⁾		Autres ⁴⁾
Trimestre clos le 31 mars 2021 (en millions de dollars)							
Chiffre d'affaires brut	5 982	(1 368)	(1 053)	(149)	52	(94)	3 370
Redevances	373	-	-	-	7	-	380
Marchandises achetées	1 099	-	(1 053)	-	-	(46)	-
Transport et fluidification	1 800	(1 368)	-	-	-	-	432
Charges d'exploitation	785	-	-	(149)	5	(12)	629
Prix nets opérationnels	1 925	-	-	-	40	36	1 929
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	230	-	-	-	-	-	230
Marge d'exploitation	1 695	-	-	-	40	(36)	1 699
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	(142)	-	-	-	-	1	(141)

Selon les états financiers consolidés intermédiaires				
	Sables bitumineux ¹⁾	Hydrocarbures classiques ¹⁾	Production extracôtière ¹⁾	Total en amont
Trimestre clos le 31 mars 2020 (en millions de dollars) ⁵⁾				
Chiffre d'affaires brut	2 434	222	-	2 656
Redevances	51	3	-	54
Marchandises achetées	405	61	-	466
Transport et fluidification	1 905	23	-	1 928
Charges d'exploitation	320	84	-	404
Prix nets opérationnels	(247)	51	-	(196)
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	25	-	-	25
Marge d'exploitation	(272)	51	-	(221)
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	22	-	-	22

Selon les états financiers consolidés intermédiaires	Ajustements					Base pour le calcul des prix nets opérationnels	
	Total en amont	Condensats	Tierces sources	Réduction de valeur des stocks	Consommation interne ²⁾		Autres ⁴⁾
Trimestre clos le 31 mars 2020 (en millions de dollars) ⁵⁾							
Chiffre d'affaires brut	2 656	(1 213)	(466)	-	(68)	(17)	892
Redevances	54	-	-	(7)	-	-	47
Marchandises achetées	466	-	(466)	-	-	-	-
Transport et fluidification	1 928	(1 213)	-	(301)	-	(1)	413
Charges d'exploitation	404	-	-	(27)	(68)	(18)	291
Prix nets opérationnels	(196)	-	-	335	-	2	141
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	25	-	-	-	-	-	25
Marge d'exploitation	(221)	-	-	335	-	2	116
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	22	-	-	-	-	-	22

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

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

3) *Les produits et les charges liés à la coentreprise HCML sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence aux fins des états financiers consolidés.*

4) *L'élément Autres comprend la construction, le transport et la fluidification ainsi que les marges de traitement des tierces parties.*

5) *Les chiffres des périodes comparatives ont été reclassés en fonction des secteurs opérationnels de la période considérée.*

Sables bitumineux

Base pour le calcul des prix nets opérationnels							
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ²⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel et pétrole moyen	Total – Sables bitumineux
Trimestre clos le 31 mars 2021 (en millions de dollars)							
Chiffre d'affaires brut	852	995	118	691	2 656	9	2 665
Redevances	107	167	2	48	324	-	324
Marchandises achetées	-	-	-	-	-	-	-
Transport et fluidification	173	130	27	80	410	-	410
Charges d'exploitation	169	164	31	207	571	8	579
Prix nets opérationnels	403	534	58	356	1 351	1	1 352
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							229
Marge d'exploitation							1 123
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques							(141)

	Base de calcul des prix nets opérationnels			Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾	
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Réduction de valeur des stocks	Autres ³⁾	Total – Sables bitumineux	Total – Sables bitumineux
Trimestre clos le 31 mars 2021 (en millions de dollars)							
Chiffre d'affaires brut	2 665	1 368	672	-	70	4 775	4 775
Redevances	324	-	-	-	-	324	324
Marchandises achetées	-	-	672	-	46	718	718
Transport et fluidification	410	1 368	-	-	-	1 778	1 778
Charges d'exploitation	579	-	-	-	6	585	585
Prix nets opérationnels	1 352	-	-	-	18	1 370	1 370
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	229	-	-	-	-	229	229
Marge d'exploitation	1 123	-	-	-	18	1 141	1 141
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	(141)	-	-	-	-	(141)	(141)

Base pour le calcul des prix nets opérationnels							
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ²⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel et pétrole moyen	Total – Sables bitumineux
Trimestre clos le 31 mars 2020 (en millions de dollars) ¹⁾							
Chiffre d'affaires brut	417	393	-	-	810	-	810
Redevances	23	21	-	-	44	-	44
Marchandises achetées	-	-	-	-	-	-	-
Transport et fluidification	221	170	-	-	391	-	391
Charges d'exploitation	143	138	-	-	281	-	281
Prix nets opérationnels	30	64	-	-	94	-	94
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							25
Marge d'exploitation							69
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques							22

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾	
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Réduction de valeur des stocks	Autres	Total – Sables bitumineux	Total – Sables bitumineux
Trimestre clos le 31 mars 2020 (en millions de dollars) ³⁾							
Chiffre d'affaires brut	810	1 213	405	-	6	2 434	2 434
Redevances	44	-	-	7	-	51	51
Marchandises achetées	-	-	405	-	-	405	405
Transport et fluidification	391	1 213	-	301	-	1 905	1 905
Charges d'exploitation	281	-	-	27	12	320	320
Prix nets opérationnels	94	-	-	(335)	(6)	(247)	(247)
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	25	-	-	-	-	25	25
Marge d'exploitation	69	-	-	(335)	(6)	(272)	(272)
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	22	-	-	-	-	22	22

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

2) *Comprend le projet Tucker ainsi que les actifs de production par méthode thermique, de production à froid et de récupération assistée de Lloydminster.*

3) *L'élément Autres comprend la construction, le transport et les marges de fluidification.*

4) *Les chiffres des périodes comparatives ont été reclassés en fonction des secteurs opérationnels de la période considérée.*

Hydrocarbures classiques

Trimestre clos le 31 mars 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels		Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres ²⁾		Hydrocarbures classiques
Chiffre d'affaires brut	371	381	24		776
Redevances	24	-	-		24
Marchandises achetées	-	381	-		381
Transport et fluidification	18	-	-		18
Charges d'exploitation	136	-	6		142
Prix nets opérationnels	193	-	18		211
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	1	-	-		1
Marge d'exploitation	192	-	18		210
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	-	-	(1)		(1)

Trimestre clos le 31 mars 2020 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres ²⁾		Hydrocarbures classiques
Chiffre d'affaires brut	150	61	11		222
Redevances	3	-	-		3
Marchandises achetées	-	61	-		61
Transport et fluidification	22	-	1		23
Charges d'exploitation	78	-	6		84
Prix nets opérationnels	47	-	4		51
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	-	-	-		-
Marge d'exploitation	47	-	4		51
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	-	-	-		-

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

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

3) *Les chiffres des périodes comparatives ont été reclassés en fonction des secteurs opérationnels de la période considérée.*

Production extracôtière

Trimestre clos le 31 mars 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels				Ajustement	Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Asie-Pacifique – Chine	Asie-Pacifique – Indonésie ²⁾	Atlantique	Total – production extracôtière	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ²⁾	Total – production extracôtière
Chiffre d'affaires brut	321	52	110	483	(52)	431
Redevances	17	7	8	32	(7)	25
Marchandises achetées	-	-	-	-	-	-
Transport et fluidification	-	-	4	4	-	4
Charges d'exploitation	21	6	36	63	(5)	58
Prix nets opérationnels	283	39	62	384	(40)	344
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	-	-	-	-	-	-
Marge d'exploitation	-	-	-	384	(40)	344
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	-	-	-	-	-	-

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

2) *Les produits et les charges liés à la coentreprise HCML sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence aux fins des états financiers consolidés.*

Volumes de vente¹⁾

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

(en barils par jour, sauf indication contraire)

	2021	2020
Sables bitumineux		
Foster Creek	174 955	169 207
Christina Lake	217 506	228 764
Sunrise	28 757	-
Autres – Sables bitumineux	144 071	-
Total – Sables bitumineux	565 289	397 971
Hydrocarbures classiques	135 933	95 558
Ventes avant déduction de la consommation interne	701 222	493 529
Déduire : Consommation interne²⁾	(86 526)	(57 649)
Production extracôtière		
Asie-Pacifique – Chine	51 386	-
Asie-Pacifique – Indonésie	9 446	-
Atlantique	14 945	-
Total – production extracôtière	75 777	-
Total – ventes	690 473	435 880

1) Données présentées pour le bitume sec.

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