



RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021

APERÇU DE CENOVUS	2
REVUE DE L'EXERCICE	4
RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS	7
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	14
SECTEURS À PRÉSENTER	17
SECTEURS EN AMONT	17
SABLES BITUMINEUX	17
HYDROCARBURES CLASSIQUES	21
PRODUCTION EXTRACÔTIÈRE	24
SECTEURS EN AVAL	27
FABRICATION AU CANADA	27
FABRICATION AUX ÉTATS-UNIS	29
VENTE	31
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	32
RÉSULTATS TRIMESTRIELS	35
RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ	37
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	38
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE	43
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	70
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE	76
PERSPECTIVES	77
MISE EN GARDE	80
ABRÉVIATIONS	83
DÉFINITIONS	84
MESURES FINANCIÈRES DÉTERMINÉES	85
AJUSTEMENTS AUX ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS	98

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 7 février 2022, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2021 et les notes annexes (les « états financiers consolidés »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 7 février 2022, sauf indication contraire. Le présent rapport de gestion contient de l'information prospective concernant nos prévisions, estimations, projections et hypothèses actuelles. Pour se renseigner sur les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon significative de cette information prospective ainsi que sur les principales hypothèses sous-jacentes à celle-ci, lire la rubrique « Mise en garde ». La direction de Cenovus (la « direction ») a préparé ce rapport de gestion. Le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») a examiné le rapport de gestion et en a recommandé l'approbation au conseil le 7 février 2022. 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.

Mode de présentation

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

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 d'actions ordinaires (les « bons de souscription de Cenovus ») sont cotés à la Bourse de Toronto (« TSX ») et à celle de New York (« NYSE »). 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 deuxième producteur canadien de pétrole brut et de gaz naturel en importance et la deuxième entreprise installée au Canada de raffinage et de valorisation menant des activités au Canada, aux États-Unis et dans la région de l'Asie-Pacifique, par sa taille.

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 de Cenovus. En outre, toutes les actions privilégiées de Husky émises et en circulation ont été échangées contre des actions privilégiées de Cenovus ayant des modalités essentiellement identiques.

Cet arrangement a donné lieu au regroupement d'actifs de sables bitumineux et de pétrole lourd de grande qualité assortis d'importantes infrastructures de commercialisation, de stockage et de logistique en aval qui permettront d'optimiser les marges de 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.

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 et le raffinage au Canada et aux États-Unis, ainsi que la vente au détail à l'échelle du Canada.

Nos activités couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur : mise en valeur, production, transport 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 brut et de gaz naturel grâce à la vente de produits finis comme les carburants de transport.

En 2021, la production de pétrole brut de nos actifs de sables bitumineux s'est établie en moyenne à 581,5 milliers de barils par jour, ce qui cadre dans l'ensemble avec notre production de pétrole brut en aval de 508,0 milliers de barils par jour. La production totale en amont s'est élevée en moyenne à 791,5 milliers de barils d'équivalent de pétrole (« bep ») par jour. Pour un résumé de la production tirée des sables bitumineux et de la production totale en amont par type de produit, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion.

Notre stratégie

Notre stratégie est axée sur la création de valeur à long terme grâce à un leadership en matière d'énergie durable, à faible coût, diversifiée et intégrée. Notre objectif est de maximiser la valeur pour les actionnaires au moyen de structures de coûts concurrentielles et d'optimiser les marges tout en offrant un rendement de premier ordre en matière de sécurité et un leadership en matière d'environnement, de société et de gouvernance (« ESG »). La société vise en priorité les fonds provenant de l'exploitation disponibles qui permettent de réduire la dette, d'accroître le rendement pour les actionnaires grâce à la croissance des dividendes et aux rachats d'action, de réinvestir dans l'entreprise et de se diversifier. Nous estimons que le maintien d'une solide situation financière permettra à Cenovus de faire face à la volatilité des prix des marchandises. En 2021, nous avons atteint, voire surpassé, notre objectif quant à notre dette nette¹⁾, soit 10 G\$, et nous avons mis en œuvre une offre de rachat dans le cours normal des activités. À long terme, notre dette nette cible est fixée entre 6 G\$ et 8 G\$. Cet objectif correspond à notre ratio dette nette/BAIIA ajusté cible¹⁾ se situant entre 1,0 x et 1,5 x en creux de cycle, selon un prix du WTI d'environ 45 \$ US le baril.

Le 8 décembre 2021, nous avons rendu public notre budget 2022, axé sur notre force opérationnelle, notre gestion rigoureuse des capitaux et notre leadership en matière d'ESG. Les fonds provenant de l'exploitation disponibles seront affectés à la croissance du rendement pour les actionnaires et à la réduction de la dette. Nos objectifs pour 2021, datés du 7 décembre 2021, peuvent être consultés sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

1) Mesure financière déterminée. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

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 et de pétrole lourd classique 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 et de bitume en pétrole brut synthétique, carburant diesel, asphalte et autres produits connexes. Cenovus cherche à maximiser la valeur par baril de sa production de pétrole lourd et de bitume 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 d'essence, de carburant diesel, 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 et des volumes de tierces parties de produits pétroliers raffinés, y compris 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 ainsi que de réseaux de vente en gros au Canada.

Activités non sectorielles et éliminations

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 et des profits ou pertes liés à la gestion des risques relativement aux instruments dérivés des activités non sectorielles et au change. 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, la production de pétrole brut servant de charge d'alimentation pour les secteurs Fabrication au Canada et Fabrication aux États-Unis et la production de carburant diesel du secteur Fabrication au Canada vendu au secteur Vente. Les éliminations sont constatées 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 activités d'optimisation des marchés, les profits et les pertes latents liées à la gestion des risques et les résultats, auparavant présentés dans le secteur Raffinage et commercialisation, ont été reclassés.

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.

La répartition du prix d'achat finale est établie d'après la meilleure estimation de la direction de la juste valeur et a été ajustée rétroactivement pour tenir compte de nouvelles données obtenues entre le 1^{er} janvier 2021 et le 31 décembre 2021 au sujet des conditions qui existaient à la date de l'arrangement. La contrepartie totale, y compris la participation ne donnant pas le contrôle, s'est établie à 6,9 G\$. La juste valeur du total de l'actif net identifiable était de 5,6 G\$, y compris un goodwill de 1,3 G\$ généré dans le cadre de la transaction.

REVUE DE L'EXERCICE

Cenovus a terminé une première année très réussie en tant qu'entreprise regroupée à la suite de la clôture de l'arrangement le 1^{er} janvier 2021. Nous avons également mis l'accent sur la santé et la sécurité tout en maintenant notre structure comportant de faibles coûts en capital et des charges d'exploitation peu élevées. Le solide rendement opérationnel de nos actifs intégrés et la vitalité des prix des marchandises nous ont permis d'afficher d'éloquents résultats financiers. Nous avons sensiblement réduit la dette nette et atteint nos cibles de synergies annualisées. Nous avons rétabli le dividende sur nos actions ordinaires au premier trimestre et l'avons doublé au quatrième trimestre. En outre, nous avons lancé une offre publique de rachat dans le cours normal des activités afin de rehausser le rendement pour les actionnaires. Nous avons par ailleurs effectué plusieurs cessions d'actifs afin d'optimiser notre portefeuille et restructuré nos participations dans la région de l'Atlantique.

Aperçu des résultats trimestriels

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2021	Variation (%)	2020	Variation (%)	2019
Volumes de production¹⁾ (kbep/j)	791,5	68	471,7	4	451,7
Production de pétrole brut²⁾ (kb/j)	508,0	173	185,9	(16)	221,3
Produits des activités ordinaires³⁾	46 357	242	13 543	(34)	20 542
Prix net opérationnel⁴⁾ (\$/b)	37,04	267	10,09	(61)	26,02
Marge d'exploitation⁴⁾	9 373	918	921	(79)	4 460
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	5 919	2 068	273	(92)	3 285
Fonds provenant de l'exploitation ajustés^{4), 5)}	7 248	6 095	117	(97)	3 670
Dépenses d'investissement	2 563	205	841	(28)	1 176
Fonds provenant de l'exploitation disponibles^{4), 5)}	4 685	747	(724)	(129)	2 494
Résultat net⁶⁾	587	125	(2 379)	(208)	2 194
Par action – de base et dilué (\$)	0,27	114	(1,94)	(209)	1,78
Total de l'actif	54 104	65	32 770	(7)	35 173
Total du passif à long terme⁴⁾	23 191	69	13 704	(2)	13 991
Dette à long terme, y compris la partie courante⁷⁾	12 385	66	7 441	11	6 699
Dette nette^{8), 9)}	9 591	34	7 184	10	6 513
Ratio dette nette/capitaux permanents⁹⁾ (%)	29	(3)	30	20	25
Ratio dette nette/BAIIA ajusté⁹⁾ (fois)	1,2	(90)	11,9	644	1,6
Dividendes en numéraire					
Actions ordinaires	176	129	77	(70)	260
Par action ordinaire (\$)	0,0875	40	0,0625	(71)	0,2125
Actions privilégiées	34	—	—	—	—

1) Pour un résumé de la production totale en amont par type de produit, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion.

2) 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.

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. Les chiffres de la période précédente ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour les swaps sur les produits et certains achats de tiers utilisés dans les activités de fluidification et d'optimisation. Se reporter à la rubrique « Ajustements aux états consolidés des résultats » dans le présent rapport de gestion.

4) Mesure financière non conforme aux PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

5) Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour que leur présentation soit conforme à la définition du présent rapport de gestion.

6) Le résultat net des exercices clos les 31 décembre 2021, 2020 et 2019 correspond au résultat net des activités poursuivies.

7) La partie courante de la dette à long terme était de néant aux 31 décembre 2021, 2020 et 2019.

8) Au 31 décembre 2021, comprend la dette à long terme, y compris la partie courante, et les emprunts à court terme pris en charge à leur juste valeur de 6,6 G\$ dans le cadre de l'arrangement, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie repris à leur juste valeur de 735 M\$.

9) Mesure financière déterminée. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

Sur le plan de l'exploitation, les éléments sur lesquels la direction exerce un contrôle ont affiché un bon rendement.

- Nous avons assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation.
- Notre production en amont s'est établie en moyenne à 791,5 milliers de bep par jour en 2021, en hausse de 319,8 milliers de bep par jour comparativement à 2020. La production des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement s'est établie en moyenne à 290,4 milliers de bep par jour en 2021. Pour un résumé de la production en amont par type de produit, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion.
- Notre production de pétrole brut en aval s'est chiffrée en moyenne à 508,0 milliers de barils par jour en 2021, en hausse de 322,1 milliers de barils par jour contre 2020. Les actifs acquis dans le cadre de l'arrangement ont produit en moyenne 303,3 milliers de barils par jour de pétrole brut en 2021.
- Nous avons appliqué les leçons tirées du modèle d'exploitation de Cenovus à nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster, ce qui a donné lieu à de nouveaux records de production et à une réduction des ratios vapeur-pétrole (« RVP ») à d'autres actifs de sables bitumineux acquis dans le cadre de l'arrangement.
- Nous avons atteint une production record en une même journée à Foster Creek et à Christina Lake.

Nous avons généré des produits des activités ordinaires de 46,4 G\$ et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 5,9 G\$. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont établis à 7,2 G\$ et les dépenses d'investissement à 2,6 G\$, ce qui a donné lieu à des fonds provenant de l'exploitation disponibles de 4,7 G\$. La marge d'exploitation a été de 9,4 G\$ en 2021, comparativement à 921 M\$ en 2020, en raison surtout de l'accroissement des produits des activités ordinaires découlant de la hausse des prix de vente moyens réalisés sur le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel, de l'accroissement des marges de craquage, de l'augmentation des volumes de vente des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement et de la hausse des volumes de vente de Foster Creek et de Christina Lake.

Nous avons solidifié notre situation financière.

- Nous avons réduit notre dette à long terme de 1,7 G\$ et notre dette de 3,5 G\$ depuis la clôture de l'arrangement et surpassé la cible préliminaire de dette nette de 10 G\$; nous sommes donc en mesure d'accroître notre affectation des flux de trésorerie disponibles aux rendements pour les actionnaires.
- Nous avons émis des billets de 10 ans et de 30 ans totalisant 1,25 G\$ US, et nous avons utilisé ce produit ainsi que des fonds en caisse pour racheter environ 2,2 G\$ US du capital de nos billets en circulation. Ces transactions nous permettront de diminuer considérablement notre charge d'intérêts dans l'avenir et de prolonger le profil de maturité de notre dette.
- Nos notations de crédit ont été relevées au cours de l'exercice.
- Le 10 janvier 2022, nous avons annoncé le rachat de billets en circulation d'un montant en capital de 384 M\$ US échéant en 2023 et en 2024.

Nous avons atteint nos cibles de synergies annualisées prévues de 1,2 G\$ avant la fin de 2021. En 2021, nous avons engagé des coûts d'intégration¹⁾ totalisant 402 M\$, dont des dépenses d'investissement de 53 M\$.

Nous avons optimisé notre portefeuille d'actifs.

- Nous avons annoncé des cessions dont le produit en trésorerie a totalisé 1,9 G\$, dont un montant d'environ 430 M\$ a été reçu en 2021.
 - En mai, nous avons vendu notre participation sous forme de redevances dérogatoires brutes dans la région de Marten Hills, en Alberta, pour un produit en trésorerie de 102 M\$.
 - En octobre, nous avons vendu des actifs du secteur Hydrocarbures classiques situés dans les secteurs d'East Clearwater et de Kaybob en Alberta pour un produit brut combiné de 103 M\$.
 - En octobre, nous avons réalisé le reclassement par prise ferme visant 50 millions d'actions ordinaires de Headwater Exploration Inc. (« Headwater ») pour un produit en trésorerie brut total de 228 M\$.
 - Le 30 novembre, nous avons annoncé une entente prévoyant la vente d'actifs du secteur Hydrocarbures classiques, notamment les actifs de Montney dans le secteur de Wembley pour un produit en trésorerie d'environ 238 M\$. La clôture de l'opération est prévue pour le premier trimestre de 2022.
 - Le 30 novembre, nous avons annoncé des ententes prévoyant la vente de 337 stations-service du secteur Vente pour un produit en trésorerie total d'environ 420 M\$. Les opérations de vente devraient se conclure à la mi-2022. Nous conservons nos activités liées aux carburants commerciaux, qui comprennent 167 établissements à carte-accès, des services de livraison de carburant en vrac et des relais routiers.
 - Le 16 décembre, nous avons annoncé une entente prévoyant la vente d'actifs de Tucker faisant partie du secteur Sables bitumineux pour un produit en trésorerie brut de 800 M\$. La vente s'est clôturée le 31 janvier 2022.
- Réduction des risques liés à nos activités dans la région de l'Atlantique par la restructuration des participations.
 - Nous avons conclu une entente avec nos partenaires du champ Terra Nova afin d'augmenter notre participation directe. Le projet de prolongement de la durée d'utilité de Terra Nova va de l'avant, ce qui permet de prolonger la durée d'utilité de cet actif jusqu'en 2033. La production, qui est suspendue depuis 2019, devrait reprendre avant la fin de 2022.

¹⁾ Mesure financière non conforme aux PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

- Nous avons conclu une entente avec Suncor du champ White Rose afin de réduire notre participation directe. La restructuration de notre participation directe n'aura pas lieu si le projet ne va pas de l'avant.

Nous avons rehaussé le rendement pour les actionnaires.

- Nous avons mis en œuvre une offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant à racheter jusqu'à 146,5 millions d'actions ordinaires de la société. En 2021, Cenovus a racheté et annulé 17 millions d'actions ordinaires pour un montant de 265 M\$. Entre le 1^{er} janvier 2022 et le 7 février 2022, Cenovus a racheté un nombre supplémentaire de 9 millions d'actions ordinaires en contrepartie de 160 M\$.
- Nous avons doublé le dividende sur nos actions ordinaires pour le porter de 0,0175 \$ par action ordinaire pour les trois premiers trimestres de l'exercice à 0,035 \$ par action ordinaire pour le quatrième trimestre de l'exercice.

Nous accordons une grande importance au leadership en matière de facteurs ESG et à l'intégration des considérations de développement durable à nos décisions d'affaires. En juin, nous avons annoncé notre participation à l'Initiative pour des sables bitumineux carboneutres, une alliance en collaboration avec les gouvernements fédéral et de l'Alberta visant à réduire à zéro la production nette de gaz à effet de serre (« GES ») provenant de l'exploitation des sables bitumineux des entreprises d'ici 2050. En décembre, nous avons annoncé des objectifs ambitieux en matière de climat et d'émissions de GES, de gestion de l'eau, de biodiversité, de réconciliation avec les Autochtones ainsi que d'inclusion et de diversité.

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 et d'autres protocoles sont toujours en place 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 sont demeurées en place pendant la majeure partie de 2021 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, étatiques et fédéraux ainsi que des autorités locales et de santé publique.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats d'exploitation

	2021	Variation (%)	2020	Variation (%)	2019
Volumes de production en amont par secteur					
Sables bitumineux (kb/j)					
Foster Creek	179,9	10	163,2	2	159,6
Christina Lake	236,8	8	218,5	12	194,7
Sunrise ¹⁾	25,9	—	—	—	—
Production par méthode thermique à Lloydminster Tucker ²⁾	97,7	—	—	—	—
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster ³⁾	21,0	—	—	—	—
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster ³⁾	20,2	—	—	—	—
Total – pétrole brut tiré des sables bitumineux⁴⁾	581,5	52	381,7	8	354,3
Gaz naturel tiré des sables bitumineux⁵⁾ (Mpi³/j)	12,6	—	—	—	—
Hydrocarbures classiques⁶⁾ (kbep/j)	133,6	49	89,9	(8)	97,4
Production extracôtière (kbep/j)					
Asie-Pacifique ^{7), 8)}	60,3	—	—	—	—
Région de l'Atlantique ⁹⁾	14,1	—	—	—	—
Total – Production extracôtière	74,4	—	—	—	—
Total – volumes de production (kbep/j)	791,5	68	471,7	4	451,7
Volumes de production en amont par produit					
Bitume (kb/j)	561,3	47	381,7	8	354,3
Pétrole brut lourd ³⁾ (kb/j)	20,2	648	2,7	—	—
Pétrole brut léger (kb/j)	22,5	400	4,5	(8)	4,9
LGN (kb/j)	38,3	96	19,5	(11)	21,8
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	895,5	136	379,0	(11)	424,5
Total – volumes de production (kbep/j)	791,5	68	471,7	4	451,7
Total – volumes de vente en amont¹⁰⁾ (bep/j)	700,8	67	420,5	8	390,8
Réserves de pétrole et de gaz (Mbep)					
Réserves prouvées totales	6 077	21	5 030	(1)	5 103
Réserves probables	2 201	33	1 656	(6)	1 768
Total – réserves prouvées et probables	8 278	24	6 686	(3)	6 871

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

2) La vente des actifs de Tucker s'est clôturée le 31 janvier 2022.

3) La région de pétrole lourd classique de Lloydminster était auparavant désignée comme la zone de production à froid et de récupération assistée de Lloydminster. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, la production de pétrole brut moyen dans ce secteur a été reclassée en tant que pétrole brut lourd.

4) La production tirée des sables bitumineux comprend le bitume, sauf la production de pétrole brut classique à Lloydminster, qui comprend le pétrole brut lourd.

5) Ce type de produit correspond au gaz naturel classique.

6) Pour un résumé de la production tirée des hydrocarbures classiques par type de produit, se reporter à section « Résultats d'exploitation » de la rubrique « Hydrocarbures classiques » du présent rapport de gestion.

7) Les volumes de production présentés reflètent la participation de 40 % de Cenovus dans le projet gazier Madura-BD. 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.

8) Pour un résumé de la production de la région de l'Asie-Pacifique par type de produit, se reporter à la section « Résultats d'exploitation » de la rubrique « Région de l'Asie-Pacifique » du présent rapport de gestion.

9) Pour un résumé de la production de la région de l'Atlantique par type de produit, se reporter à la section « Résultats d'exploitation » de la rubrique « Région de l'Atlantique » du présent rapport de gestion.

10) Le total des volumes de vente en amont exclut les volumes de gaz naturel servant à la consommation interne du secteur Sables bitumineux, soit 517 Mpi³/j pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (336 Mpi³/j pour l'exercice clos le 31 décembre 2020).

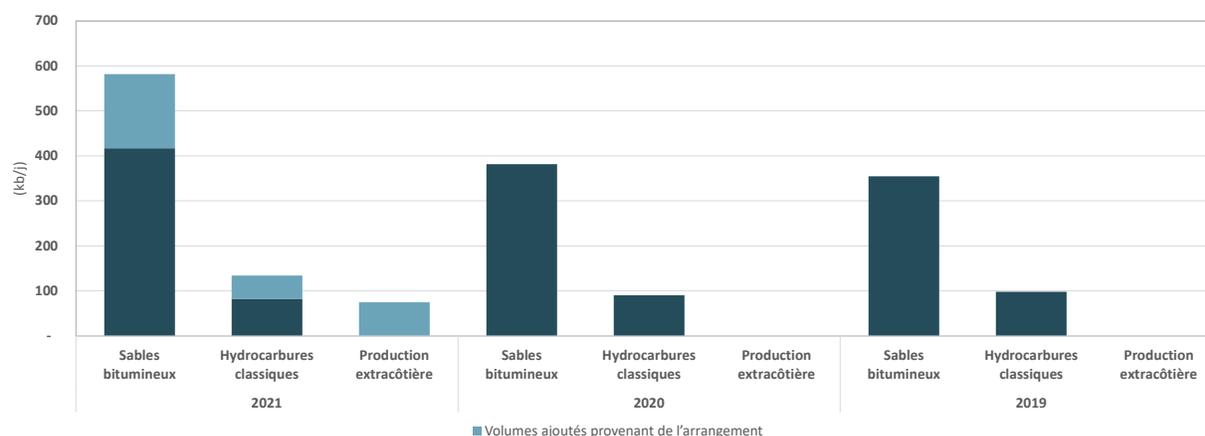
Sommaire des résultats d'exploitation – Secteurs en aval

	2021	Variation (%)	2020	Variation (%)	2019
Fabrication en aval – production de pétrole brut					
Fabrication au Canada (kb/j)					
Usine de valorisation de Lloydminster	79,0	—	—	—	—
Raffinerie de Lloydminster	27,5	—	—	—	—
Total – Fabrication au Canada	106,5	—	—	—	—
Fabrication aux États-Unis (kb/j)					
Raffinerie de Lima	126,9	—	—	—	—
Raffinerie de Toledo ¹⁾	69,9	—	—	—	—
Raffineries de Wood River et de Borger ¹⁾	204,7	10	185,9	(16)	221,3
Total – Fabrication aux États-Unis	401,5	116	185,9	(16)	221,3
Total de la production (kb/j)	508,0	173	185,9	(16)	221,3
Vente²⁾ (millions de litres/j)					
Ventes de carburant, y compris en gros	6,9	—	—	—	—

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

2) Vente d'une partie de nos actions du secteur Vente dont la clôture est prévue pour la mi-2022.

Volumes de production en amont



Nos actifs en amont ont affiché un bon rendement en 2021. La production des Sables bitumineux a augmenté de 199,8 milliers de barils par jour comparativement à 2020 en raison des actifs représentant 164,8 milliers de barils par jour acquis dans le cadre de l'arrangement et de la hausse de la production à Foster Creek et à Christina Lake. À Foster Creek et à Christina Lake, les augmentations découlent des nouveaux puits mis en service ainsi que de notre décision de fonctionner à capacité réduite à Christina Lake en 2020 en raison des conditions du marché. L'augmentation a été annulée en partie par des activités de révision et des interruptions de service planifiées à Foster Creek ayant eu lieu au deuxième trimestre de 2021. La production a constamment augmenté au cours de l'exercice, et nous avons atteint plusieurs taux de production record pour une même journée à Foster Creek, à Christina Lake et pour nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster. Nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster ont donné un bon rendement à l'issue de la mise en œuvre de notre stratégie d'exploitation et de nos techniques de production et de livraison pour les actifs acquis.

La production des Sables bitumineux a augmenté de 43,8 milliers de bep par jour en raison principalement des volumes des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement, dont la production s'est élevée à 51,2 milliers de bep par jour au cours de l'exercice. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par la cession d'actifs dans les secteurs d'East Clearwater de Kaybob au deuxième semestre de 2021. Avant la clôture de l'opération, la production de ces actifs était d'environ 11,0 milliers de bep par jour.

La production extracôticière a été relativement stable tout au long de l'exercice et provient exclusivement d'actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

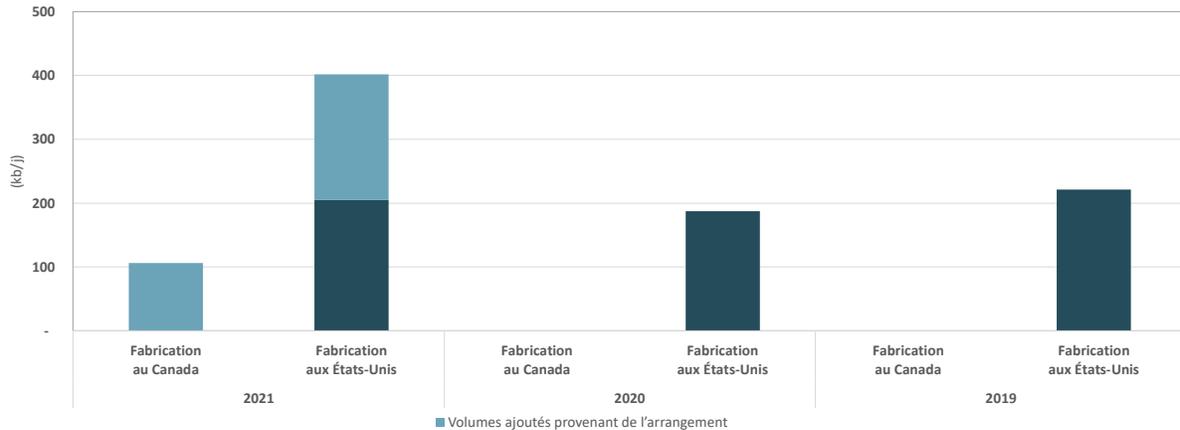
Réserves de pétrole et de gaz

À la clôture de 2021, d'après les rapports préparés par des évaluateurs de réserves indépendants agréés (« ERIA »), nos réserves prouvées et nos réserves prouvées et probables totalisaient environ 6,1 milliards de bep et 8,3 milliards de bep respectivement, soit une hausse de 21 % et de 24 % respectivement par rapport à 2020.

La rubrique « Réserves de pétrole et de gaz » du présent rapport de gestion renferme des renseignements supplémentaires sur nos réserves, y compris un résumé de la production totale en amont par type de produit.

Fabrication en aval

Production de pétrole brut par secteur



La production du secteur Fabrication aux États-Unis a augmenté de 215,6 milliers de barils par jour comparativement à 2020. Cette hausse s'explique par la production de 196,8 milliers de barils par jour des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement et de la production supérieure des raffineries de Wood River et de Borger compte tenu du raffermissement du marché pour les produits raffinés.

Aux raffineries de Wood River et de Borger, la production a été touchée de façon provisoire par l'incidence d'interruptions non planifiées en 2021. Nous avons maintenu un débit élevé à la raffinerie de Lima au cours des neuf premiers mois de 2021 avant d'effectuer une révision en octobre et en novembre et de faire face à des pannes d'équipement imprévues par la suite. La raffinerie a repris son exploitation normale à la fin de janvier 2022. À la raffinerie de Toledo, la production a été optimisée conformément à la demande du marché en 2021.

Dans le secteur Fabrication au Canada, l'usine de valorisation de Lloydminster et la raffinerie de Lloydminster, acquises dans le cadre de l'arrangement, ont fonctionné à leur capacité maximale ou presque tout au long de 2021.

Sommaire des résultats financiers consolidés

Marge d'exploitation

La marge d'exploitation est une mesure financière non conforme aux PCGR qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'une période à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie de nos actifs.

(en millions de dollars)	2021	2020 ¹⁾	2019 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut²⁾	54 517	14 523	22 404
Déduire : Redevances	2 454	371	1 173
Produits des activités ordinaires	52 063	14 152	21 231
Charges			
Produits achetés ²⁾	28 369	5 959	9 206
Transport et fluidification	7 930	4 764	5 234
Charges d'exploitation	5 499	2 261	2 324
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	892	247	7
Marge d'exploitation³⁾	9 373	921	4 460

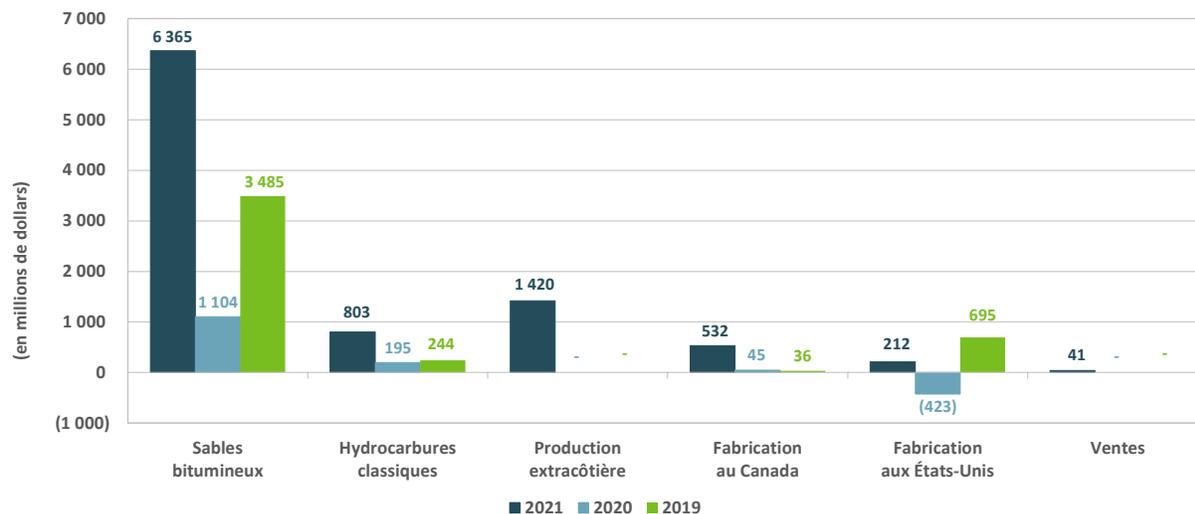
1) Les réductions de valeur des stocks antérieures au 1^{er} janvier 2021 ont été reclassées dans les redevances, les produits achetés, les frais de transport et de fluidification ou les charges d'exploitation afin que leur présentation soit conforme au traitement actuel des réductions de valeur des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

2) Les chiffres de la période précédente ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour les swaps sur les produits et certains achats de tiers utilisés dans les activités de fluidification et d'optimisation. Se reporter à la rubrique « Ajustements aux états consolidés des résultats » dans le présent rapport de gestion.

3) Mesure financière non conforme aux PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

Marge d'exploitation par secteur

Exercice clos le 31 décembre 2021



La marge d'exploitation a augmenté en 2021, 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;
- l'augmentation des volumes de vente en amont et des produits raffinés provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement;
- l'augmentation des volumes de vente de Foster Creek et de Christina Lake;
- l'accroissement des marges de craquage dans le secteur Fabrication aux États-Unis.

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

- l'augmentation des frais de fluidification en raison de la hausse du prix des condensats et des volumes;
- la hausse des redevances, des frais de transport et de fluidification et des charges d'exploitation liées aux actifs acquis dans le cadre de l'arrangement;
- les coûts du carburant plus élevés dans le secteur Sables bitumineux en raison de la hausse des prix de référence du gaz naturel;
- l'accroissement des pertes liées à la gestion des risques réalisées imputable à l'écart entre les prix de référence au règlement et les prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques;
- la hausse du coût des numéros d'identification renouvelables (« NIR ») ayant eu une incidence sur notre secteur Fabrication aux États-Unis.

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 financière 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.

(en millions de dollars)

	2021	2020	2019
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	5 919	273	3 285
(Ajouter) déduire :			
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(102)	(42)	(52)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(1 227)	198	(333)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	7 248	117	3 670

Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont été nettement supérieurs en 2021 en raison des facteurs suivants :

- la hausse de la marge d'exploitation susmentionnée;
- les distributions de 137 M\$ reçues des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence;
- le produit d'assurance de 120 M\$ lié à l'interruption des activités de la raffinerie Superior.

Ces augmentations ont été en partie annulées par :

- les coûts d'intégration de 349 M\$;
- la hausse des charges financières en raison de la charge d'intérêts sur la dette à long terme reprise dans le cadre de l'arrangement;
- l'augmentation des frais généraux et frais d'administration du fait de l'accroissement des effectifs découlant de l'arrangement et des provisions au titre de la réalisation du programme incitatif lié aux synergies;
- un paiement éventuel de 242 M\$, dont une tranche de 175 M\$ a été comptabilisée à titre de réduction de la trésorerie liée aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés en 2021;
- des primes d'intéressement à long terme de 111 M\$, au premier trimestre de 2021, liées aux sommes versées plus rapidement aux employés dans le cadre de l'arrangement.

La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement en 2021 s'explique essentiellement par la hausse des stocks et des débiteurs, annulée en partie par l'augmentation des créditeurs au 31 décembre 2021 par rapport au 31 décembre 2020.

En 2021, l'augmentation de débiteurs s'explique essentiellement par la hausse des prix du pétrole brut et des volumes de vente du secteur Sables bitumineux et par l'augmentation des prix des produits raffinés du secteur Fabrication aux États-Unis. Ces augmentations ont été annulées en partie par le moment de la réception des paiements des clients et du produit d'assurance lié au projet de reconstruction de la raffinerie de Superior. L'augmentation des stocks par rapport à 2020 provient avant tout de la hausse des volumes découlant de l'accès accru à la capacité de transport et de stockage et de l'ajout d'installations dans les secteurs Fabrication au Canada et Fabrication aux États-Unis. La hausse des créditeurs s'explique essentiellement par la progression des prix des condensats pour le secteur Sables bitumineux, l'augmentation des redevances à payer, les primes d'intéressement à payer, le passif éventuel à payer et l'impôt exigible. Ces augmentations ont été contrebalancées en partie par le règlement des coûts d'intégration, les primes d'intéressement à long terme versées aux employés de Cenovus 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)	2021 c. 2020	2020 c. 2019
Résultat net de l'exercice comparatif	(2 379)	2 194
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Marge d'exploitation	8 452	(3 539)
Activités non sectorielles et éliminations		
Profit (perte) de change latent	181	(696)
Réévaluation du paiement éventuel	(655)	244
Coûts d'intégration	(320)	(29)
Frais généraux et frais d'administration	(557)	39
Charges financières	(546)	(25)
Autres ¹⁾	303	566
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques	36	37
Amortissement et épuisement	(2 422)	(1 215)
Coûts de prospection	73	(9)
Produit (charge) d'impôt sur le résultat	(1 579)	54
Résultat net de l'exercice	587	(2 379)

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, 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.

En 2021, le résultat net a connu une nette amélioration comparativement à la perte nette affichée en 2020 en raison des facteurs suivants :

- la hausse de la marge d'exploitation susmentionnée;
- des charges de dépréciation de 1,1 G\$ dans les secteurs Hydrocarbures classiques et Fabrication aux États-Unis en 2020;
- des reprises de pertes de valeur de 378 M\$ dans le secteur Hydrocarbures classiques en 2021 compte tenu du relèvement des prix à terme des marchandises;
- la hausse des autres produits compte tenu du produit d'assurance de 120 M\$ lié à l'interruption des activités de la raffinerie de Superior et du règlement d'un litige en faveur de Cenovus en 2021, alors que nous avons comptabilisé une perte de 100 M\$ liée au projet de pipeline Keystone XL au quatrième trimestre de 2020;
- l'accroissement des profits de change latents;
- la croissance du profit à la sortie d'actifs en 2021, en raison principalement de la vente des actions ordinaires de Marten Hills et notre participation sous forme de redevances dérogatoires brutes dans cette entité.

Cette augmentation est en partie annulée par :

- une charge d'impôt sur le résultat comparativement à un produit d'impôt sur le résultat en 2020;
- une perte à la réévaluation du paiement éventuel de 575 M\$ (profit de 80 M\$ en 2020);
- les coûts d'intégration de 349 M\$;
- des charges de dépréciation de 1,9 G\$ dans le secteur Fabrication aux États-Unis au quatrième trimestre de 2021 en raison de l'incidence des prix à terme sur les marges sur les produits raffinés;
- les pertes de change non réalisées au rachat de titres d'emprunt libellés en dollars américains en 2021;
- les provisions au titre de la réalisation du programme incitatif lié aux synergies;
- une prime nette de 121 M\$ liée au remboursement de la dette à long terme (escompte net de 25 M\$ en 2020);
- la hausse des frais généraux et frais d'administration, des charges financières et de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement découlant de l'arrangement.

Dette nette

(en millions de dollars)	31 décembre 2021	1 ^{er} janvier 2021 ¹⁾	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Emprunts à court terme	79	161	121	—
Partie courante de la dette à long terme	—	—	—	—
Dette à long terme	12 385	14 043	7 441	6 699
Dette totale ²⁾	12 464	14 204	7 562	6 699
Déduire : Trésorerie et équivalents de trésorerie	(2 873)	(1 113)	(378)	(186)
Dette nette	9 591	13 091	7 184	6 513

1) Comprendent les soldes au 31 décembre 2020, plus la juste valeur des montants repris dans le cadre de l'arrangement.

2) Mesure financière non conforme aux PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

La dette nette s'établissait à 13,1 G\$ au 1^{er} janvier 2021, ce qui comprend la juste valeur de 5,9 G\$ acquise dans le cadre de l'arrangement. Depuis l'arrangement, nous avons réduit notre dette à long terme de 1,7 G\$ et notre dette nette de 3,5 G\$.

Dépenses d'investissement^{1), 2)}

(en millions de dollars)	2021	2020	2019
Secteurs en amont			
Sables bitumineux	1 019	427	656
Hydrocarbures classiques	222	78	103
Production extracôtière			
Région de l'Asie-Pacifique	21	—	—
Région de l'Atlantique	154	—	—
	1 416	505	759
Secteurs en aval			
Fabrication au Canada	37	33	52
Fabrication aux États-Unis	995	243	228
Vente	31	—	—
	1 063	276	280
Activités non sectorielles et éliminations	84	60	137
Dépenses d'investissement	2 563	841	1 176

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

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.

En 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 qui devraient améliorer les structures de coûts sous-jacentes grâce à l'augmentation du volume et compenser les baisses naturelles.

En 2021, les dépenses d'investissement du secteur Production extracôtière ont été principalement consacrées au capital de préservation du projet West White Rose dans la région de l'Atlantique. Les importantes activités de construction pour ce projet ont été suspendues en mars 2020, et le projet est toujours à l'étude alors que nous évaluons les options le concernant avec nos partenaires.

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

Activités de forage

	Nombre brut de puits de prospection stratigraphique et de puits d'observation			Puits productifs bruts ¹⁾		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019
Foster Creek	17	38	14	6	—	—
Christina Lake ²⁾	25	117	30	18	—	11
Sunrise	—	—	—	2	—	—
Production par méthode thermique de Lloydminster	115	—	—	46	—	—
Production de pétrole lourd classique de Lloydminster	15	—	—	3	—	—
Autres ³⁾	17	—	14	—	—	—
	189	155	58	75	—	11

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.

3) Comprend 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 autres actifs. Des puits d'observation ont été forés pour recueillir des renseignements et surveiller l'état des réservoirs.

(en puits nets, sauf indication contraire)	2021			2020			2019		
	Forés	Complétés	Raccordés	Forés	Complétés	Raccordés	Forés	Complétés	Raccordés
Hydrocarbures classiques	27	19	18	6	1	3	11	2	3

Dans le secteur Production extracôtière, le forage planifié d'un puits d'exploration a eu lieu en Chine en octobre 2021.

Dépenses d'investissement futures

Les dépenses d'investissement futures sont une mesure financière déterminée. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion. Nos objectifs datés du 7 décembre 2021 peuvent être consultés sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

Nos prévisions de dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux pour 2022 sont de 1,4 G\$ à 1,6 G\$. L'augmentation par rapport à 2021 se rapporte principalement aux investissements de maintien supplémentaires. La production que nous tirons des sables bitumineux devrait se situer entre 570,0 et 630,0 milliers de barils par jour. Les prévisions de production pour le secteur Sables bitumineux ne sont pas ajustées pour tenir compte de la vente des actifs de Tucker réalisée le 31 janvier 2022.

Les dépenses d'investissement dans le secteur Hydrocarbures classiques en 2022 devraient se situer entre 150 M\$ et 200 M\$ et être consacrées aux programmes de forage de puits de maintien. La production que nous tirons des hydrocarbures classiques devrait se situer entre 118,0 et 134,0 milliers de bep par jour.

Les dépenses d'investissement de 2022 qui seront affectées au secteur Production extracôtière devraient se situer entre 200 M\$ et 250 M\$. Ces dépenses seront affectées principalement au projet de prolongement de la durée d'utilité de Terra Nova et au capital de préservation pour le projet West White Rose. La production que nous tirons du secteur Production extracôtière devrait se situer entre 64,0 et 76,0 milliers de bep par jour.

En 2022, nous prévoyons investir entre 850 M\$ et 950 \$ dans les secteurs en aval principalement pour les opérations de raffinage et la fiabilité ainsi que pour un projet de décongestion à la raffinerie de Lloydminster afin d'accroître la capacité de production. Les dépenses d'investissement dans les secteurs prévoient entre 200 M\$ et 250 M\$ pour le projet de reconstruction de la raffinerie de 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 530,0 et 580,0 milliers de barils par jour.

Nous nous attendons à investir entre 50 M\$ et 70 M\$ dans les activités non sectorielles dans l'ensemble de l'entreprise.

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

PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS

En ce qui concerne nos résultats financiers, les principaux inducteurs de performance sont les prix des marchandises, les écarts de prix 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 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)	2021	Variation (%)	2020	2019	T4 2021	T4 2020
Brent²⁾	70,73	70	41,67	64,18	79,73	44,22
WTI	67,91	72	39,40	57,03	77,19	42,66
Écart Brent/WTI	2,82	24	2,27	7,15	2,54	1,56
WCS à Hardisty	54,87	105	26,80	44,27	62,55	33,36
Écart WTI/WCS	13,04	3	12,60	12,76	14,64	9,30
WCS (\$ CA/b)	68,73	93	35,59	58,77	78,71	43,41
WCS à Nederland	64,09	79	35,86	55,56	71,62	40,36
Écart WTI/WCS à Nederland	3,82	8	3,54	1,47	5,57	2,30
Condensats (C5 à Edmonton)	68,20	84	37,16	52,86	79,13	42,54
Écart WTI/condensats (positif) négatif	(0,29)	(113)	2,24	4,17	(1,94)	0,12
Écart WCS/condensats (positif) négatif	(13,33)	29	(10,36)	(8,59)	(16,58)	(9,18)
Moyenne (\$ CA/b)	85,47	73	49,44	70,15	99,64	55,36
Pétrole synthétique à Edmonton	66,28	83	36,25	56,45	75,40	39,60
Écart WTI/pétrole synthétique (positif) négatif	1,63	(48)	3,15	0,58	1,79	3,06
Prix des produits raffinés						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	85,07	88	45,24	70,55	91,84	47,31
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	86,37	72	50,08	77,97	96,53	54,21
Prix de référence – raffinage						
Chicago – marges de craquage 3-2-1 ³⁾	17,54	133	7,54	16,00	16,06	7,05
Groupe 3 – marges de craquage 3-2-1 ³⁾	17,82	106	8,67	16,67	15,82	7,57
NIR	6,76	173	2,48	1,21	6,11	3,48
Prix du gaz naturel						
AECO (\$ CA/kpi ³⁾)	3,56	59	2,24	1,62	4,94	2,77
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³⁾)	3,84	85	2,08	2,63	5,83	2,66
Taux de change						
Taux moyen \$ US/\$ CA	0,798	7	0,746	0,754	0,794	0,768
Taux de clôture \$ US/\$ CA	0,789	1	0,785	0,770	0,789	0,785
Taux moyen yuan/\$ CA	5,147	—	5,147	5,207	5,073	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.

Prix de référence du pétrole brut et des condensats

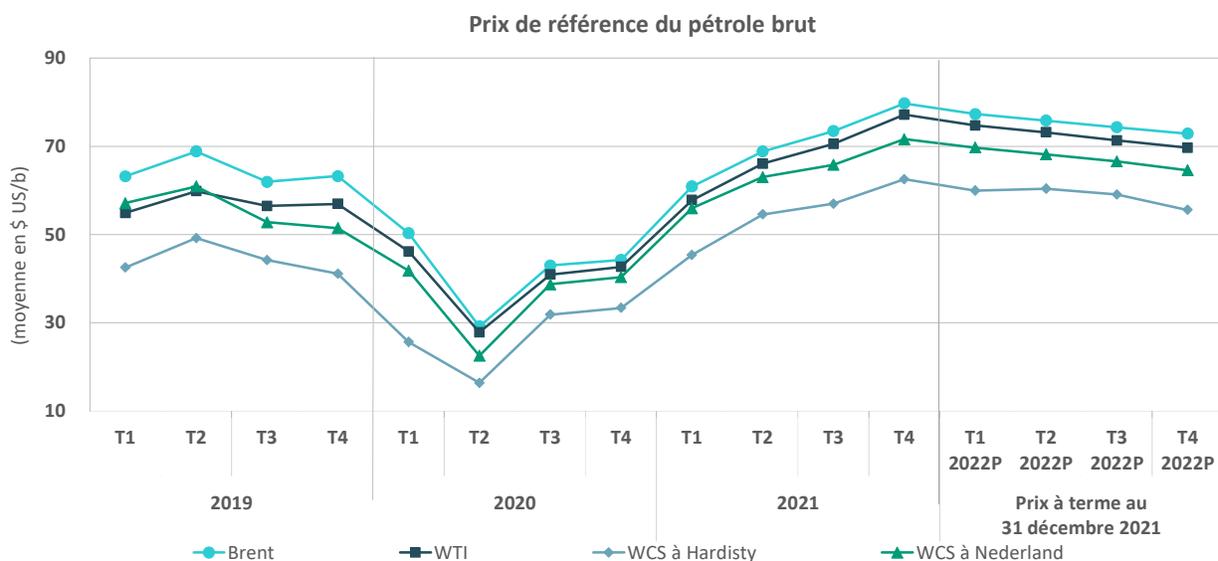
En 2021, les indices de référence du Brent et du WTI se sont considérablement améliorés par rapport à 2020, la demande de pétrole brut ayant dépassé l'offre en raison de l'augmentation de la demande mondiale de pétrole brut dans le cadre des efforts de déploiement des vaccins contre la COVID-19, de la reprise économique et de l'assouplissement des restrictions. L'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») et un groupe de 10 pays producteurs non membres de l'OPEP (collectivement, « OPEP+ ») ont continué de soutenir les prix mondiaux malgré l'allègement graduel des quotas de production depuis le deuxième trimestre. 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. En 2021, l'écart Brent-WTI est demeuré mince comparativement à 2020 en raison du maintien de faibles exportations de pétrole brut en provenance de l'Amérique du Nord et de la réduction de l'offre de brut aux États-Unis.

Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. En 2021, l'écart entre le prix du WTI et celui du WCS est demeuré mince en raison de la capacité 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 en 2021 par rapport à 2020, 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 deuxième semestre de 2021, l'écart entre les prix de référence du WCS à Nederland et du WTI s'est élargi par rapport à 2020, principalement en raison de l'utilisation soutenue de la cokéfaction sur la côte américaine du golfe du Mexique et du retour graduel sur le marché de barils de pétrole brut moyen et lourd en provenance des 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 d'Edmonton ont été légèrement supérieurs à ceux du WTI en 2021. L'écart s'est rétréci par rapport à 2020 en raison de la hausse de la production tirée des sables bitumineux, ce qui a donné lieu à l'augmentation des besoins de fluidification.

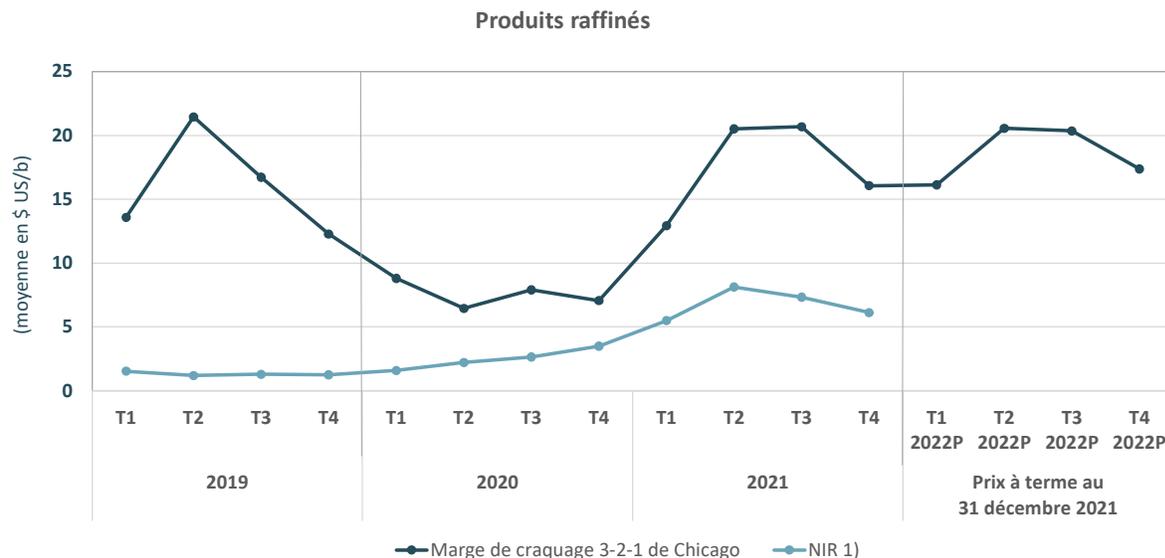
Prix de référence – raffinage

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 et 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 en 2021 par rapport à 2020 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, à l'assouplissement des restrictions 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.



1) Il n'y a pas de prix à terme pour les NIR.

Prix de référence – gaz naturel

Les prix moyens du gaz naturel au NYMEX ont augmenté considérablement en 2021, en raison des températures estivales élevées, de la forte remontée de la demande à l'échelle nationale aux États-Unis, des exportations records de gaz naturel liquéfié, le tout conjugué à la faiblesse de l'offre et à la vigueur des prix mondiaux. Les prix moyens AECO se sont améliorés parallèlement aux prix de référence NYMEX. L'écart entre les prix de l'AECO et du NYMEX s'est élargi en 2021 en raison de la hausse de l'offre. 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

Une part importante des produits des activités ordinaires est exposée 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 produits des activités ordinaires que nous présentons. Nos produits des activités ordinaires ainsi qu'une grande partie de notre dette à long terme sont libellés en dollars américains. À mesure que le dollar canadien s'affaiblit, 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.

En 2021, le dollar canadien s'est apprécié en moyenne par rapport au dollar américain, comparativement à 2020, ce qui a eu une incidence négative sur nos produits des activités ordinaires. Au 31 décembre 2021, le dollar canadien par rapport au dollar américain s'était apprécié légèrement en regard du taux au 31 décembre 2020. Conjugué à la réalisation de pertes de change de 173 M\$ au remboursement de nos billets non garantis, cela a donné lieu à des profits de change latents de 230 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. Le cours du dollar canadien est demeuré relativement stable en 2021 par rapport à celui du yuan.

SECTEURS À PRÉSENTER

SECTEURS EN AMONT

SABLES BITUMINEUX

Au 31 décembre 2020, le secteur Sables bitumineux comprenait les actifs de Foster Creek, de Christina Lake et de 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 de pétrole lourd classique de Lloydminster, qui produisent du pétrole lourd dans la région de Lloydminster, en Alberta et en Saskatchewan; au cours des périodes antérieures, ce secteur était désigné comme secteur de production à froid et de récupération assisté à Lloydminster;
- 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.

En 2021, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- atteint plusieurs taux de production record pour une même journée à nos actifs de Foster Creek, de Christina Lake et de production par méthode thermique de Lloydminster;
- produit 581,5 milliers de barils par jour, comparativement à 381,7 milliers de barils par jours en 2020;
- accru la production pour la faire passer de 553,4 milliers de barils par jour au premier trimestre à 624,9 barils par jour au quatrième trimestre;
- entamé le raccordement du champ de Narrows Lake à l'installation de Christina Lake; la production de vapeur en provenance de Narrows Lake devrait commencer en 2025;
- conclu une entente prévoyant la vente des actifs de Tucker pour un produit en trésorerie brut de 800 M\$; l'opération a été conclue le 31 janvier 2022;
- réalisé des produits des activités ordinaires de 20,6 G\$;
- inscrit une marge d'exploitation de 6,4 G\$, soit une augmentation de 5,3 G\$ par rapport à 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 hausse des volumes de vente à Foster Creek et à Christina Lake;
- investi des capitaux de 1,0 G\$ dans le principal but de maintenir la production des actifs de Christina Lake, de Foster Creek et de production par méthode thermique de Lloydminster;
- enregistré un prix net opérationnel de 33,69 \$ le bep.

Résultats financiers

(en millions de dollars)

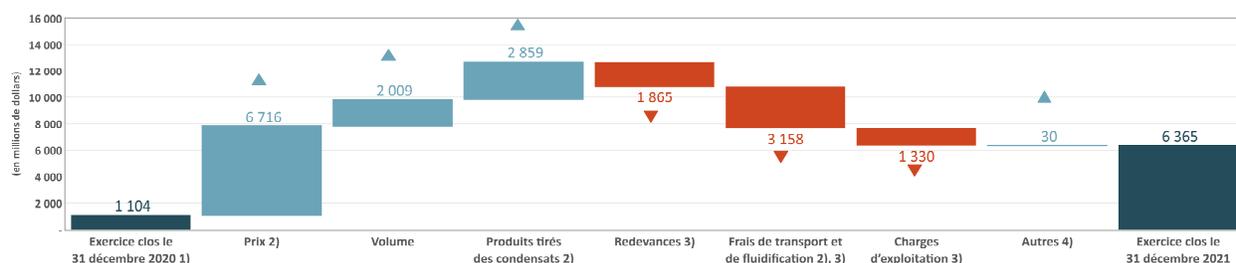
	2021	2020 ¹⁾	2019 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut²⁾	22 827	8 804	13 101
Déduire : Redevances	2 196	331	1 143
Produits des activités ordinaires	20 631	8 473	11 958
Charges			
Produits achetés ²⁾	3 188	1 262	2 231
Transport et fluidification	7 841	4 683	5 152
Activités d'exploitation	2 451	1 156	1 067
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	786	268	23
Marge d'exploitation	6 365	1 104	3 485
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ³⁾	18	57	92
Amortissement et épuisement	2 666	1 687	1 543
Coûts de prospection	16	9	18
Quote-part revenant à la société du résultat net des entreprises associées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(5)	—	—
Résultat sectoriel	3 670	(649)	1 832

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

2) Les résultats de la période précédente ont été ajustés en fonction du changement dans la présentation des swaps sur les produits et de certains achats de tiers utilisés dans les activités de fluidification et d'optimisation. Se reporter à la rubrique « Ajustements aux états consolidés des résultats » du présent rapport de gestion.

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.

Variation de la marge d'exploitation



- 1) Les chiffres des périodes comparatives ont été reclassés en fonction des 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.
- 4) L'élément Autres comprend les volumes obtenus auprès de tiers ainsi que les activités de construction et les autres activités non liées à la production de pétrole brut, de LGN ou de gaz naturel.

Résultats d'exploitation

	2021	2020	2019
Total – volumes de vente (kbep/j)	579,9	386,6	346,7
Total – prix réalisé par unité vendue¹⁾ (\$/bep)	62,82	28,64	53,78
Production de pétrole brut par actif (kb/j)			
Foster Creek	179,9	163,2	159,6
Christina Lake	236,8	218,5	194,7
Sunrise ²⁾	25,9	—	—
Production par méthode thermique de Lloydminster	97,7	—	—
Tucker	21,0	—	—
Actifs de production de pétrole lourd classique de Lloydminster	20,2	—	—
Total – production quotidienne de pétrole brut³⁾	581,5	381,7	354,3
Taux de redevance réel (%)	18,7	11,6	20,3
Frais de transport et de fluidification unitaires¹⁾ (\$/bep)	7,23	8,70	8,94
Charges d'exploitation unitaires¹⁾ (\$/bep)	11,52	7,84	8,15
Charges d'amortissement et d'épuisement unitaires¹⁾ (\$/bep)	11,28	10,40	11,15

1) Mesure financière déterminée. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

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

3) La production tirée des sables bitumineux comprend le bitume, sauf la production de pétrole brut classique de Lloydminster, qui comprend la production de pétrole brut lourd. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, la production de pétrole brut moyen dans cette zone a été reclassée en tant que pétrole brut lourd.

Produits des activités ordinaires

Prix

Les prix de vente réalisés ont progressé principalement en raison de la hausse des prix de référence du WTI, annulée en partie par l'élargissement de l'écart entre le WTI et le WCS. En 2021, nous avons vendu environ 20 % (25 % en 2020) de notre production à des destinations aux États-Unis afin d'améliorer notre prix de vente réalisé.

En 2021, le chiffre d'affaires brut comprend un montant de 2,9 G\$ (1,3 G\$ en 2020) de volumes provenant de tiers qui ne sont pas inclus dans nos mesures de prix unitaires ni dans nos prix nets opérationnels. Pour de plus amples renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique « Rapprochement des prix nets opérationnels – Sables bitumineux » du présent rapport de gestion.

En 2021, les ventes brutes comprennent un montant de 329 M\$ (9 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 construction, de transport et de fluidification. Pour de plus amples renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique « Rapprochement des prix nets opérationnels – Sables bitumineux » du présent rapport de gestion.

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 créer des positions sur ses stocks. 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 et de gestion de la volatilité, notamment des contrats de gestion des risques, pour réduire la volatilité des flux de trésorerie futurs afin d'en améliorer la stabilité en appui à nos priorités financières. 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.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, nous avons réalisé une perte liée à la gestion des risques en raison de la hausse des prix de référence au règlement au-dessus des prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques; la vente des stocks sous-jacents au cours de la période a donné lieu à la comptabilisation d'un profit compensatoire découlant de la hausse des prix de référence. En 2021, nous avons comptabilisé des pertes latentes sur nos instruments financiers liés au pétrole brut en raison principalement de la hausse des prix de référence à terme au-dessus des prix prévus dans nos contrats liés à la gestion des risques de périodes ultérieures et de la réalisation des positions nettes.

Volumes de production

La production de pétrole brut du secteur Sables bitumineux s'est chiffrée à 581,5 milliers de barils par jour en 2021, soit une augmentation de 199,8 milliers de barils par jour par rapport à 2020. Les niveaux de production ont augmenté surtout sous l'effet de l'ajout de 164,8 milliers de barils par jour provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement et de l'augmentation de la production à Foster Creek et à Christina Lake.

À Foster Creek, la production a progressé de 16,7 milliers de barils par jour d'un exercice à l'autre en raison de la mise en service de nouveaux puits en 2021, hausse annulée en partie par une réduction de la production due à des révisions et des interruptions de service planifiées au deuxième trimestre.

La production de Christina Lake a augmenté de 18,3 milliers de barils par jour d'un exercice à l'autre. Nous avons mis en service de nouveaux puits en 2021, alors qu'en 2020, nous avons pris la décision de fonctionner à capacité réduite en avril et réalisé des activités de maintenance et de révision planifiées au troisième trimestre.

Nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster ont atteint des taux de production élevés tout au long de l'exercice à l'issue de la mise en œuvre de notre stratégie d'exploitation et de nos techniques de production et de livraison. Des activités de révision planifiées réalisées à Sunrise au cours du deuxième trimestre ont eu une incidence sur la production. Les taux de production de Tucker sont demeurés stables.

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 de Lloydminster et de pétrole lourd classique de Lloydminster, le calcul des redevances est basé sur l'application d'un taux annuel à chaque projet ainsi que sur le partage avec l'État et la propriété franche de chaque projet. Pour les redevances à l'État, les projets n'ayant pas atteint le stade de récupération des coûts versent des redevances fondées sur un taux fixe de 1 %, et les redevances des projets ayant atteint ce stade sont fondées sur un taux de 20 %. Quant aux redevances relatives à la propriété franche, elles ne s'appliquent qu'aux projets ayant atteint le stade de récupération des coûts et sont fondées sur un taux de 8 %.

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 l'exploitation de la Saskatchewan acquise dans le cadre de l'arrangement.

Les redevances ont augmenté 1,9 G\$ par rapport à la période correspondante de 2020, principalement par suite de la hausse du montant net des produits des activités ordinaires découlant de l'augmentation des prix réalisés ainsi que de l'accroissement de la production.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de fluidification ont augmenté de 2,9 G\$ en 2021 par rapport à 2020. À Foster Creek et à Christina Lake, les frais de fluidification ont augmenté par suite de la hausse des prix des condensats et des volumes. 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 de pétrole brut classique de Lloydminster ont habituellement des ratios de fluidification plus bas en raison de la plus faible viscosité du pétrole brut.

Les frais de transport se sont établis à 1,5 G\$ en 2021, soit une hausse de 299 M\$ par rapport à 2020 attribuable principalement à l'accroissement des volumes provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement. En outre, les frais ont progressé en raison des volumes expédiés par pipeline vers des destinations américaines, compte tenu de la capacité accrue découlant de l'arrangement, hausse en partie annulée par la réduction des volumes acheminés par transport ferroviaire.

Frais de transport unitaires

Les frais de transport unitaires se sont établis à 7,23 \$ le bep en 2021 (8,70 \$ le bep en 2020). Cette diminution est essentiellement attribuable à l'expédition par pipeline et à la vente aux États-Unis de la production de pétrole brut de Foster Creek, de Christina Lake et de Sunrise, ce qui permet de diminuer la dépendance à l'égard du transport ferroviaire. Les frais de transport unitaires moindres de Tucker, des actifs de production par méthode thermique de Lloydminster et des biens de pétrole brut classique de Lloydminster acquis dans le cadre de l'arrangement, par rapport à ceux de Foster Creek, de Christina Lake et de Sunrise, ont également contribué à cette diminution.

Les frais de transport unitaires de Foster Creek ont diminué de 5 % par rapport à 2020, s'établissant à 10,51 \$ le baril, alors que nous avons réduit notre dépendance au transport ferroviaire pour l'expédition aux États-Unis tout en augmentant les volumes expédiés aux États-Unis par pipeline. Nous avons expédié 35 % (30 % en 2020) de nos volumes aux États-Unis, dont une tranche de 15 % (30 % en 2020) a été expédiée par transport ferroviaire.

Les frais de transport unitaires de Cristina Lake ont diminué de 11 % par rapport à 2020, s'établissant à 6,19 \$ le baril, alors que moins de 2 % (15 % en 2020) de nos volumes ont été expédiés aux États-Unis par transport ferroviaire.

Activités d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation en 2021 ont été les coûts du carburant, de la main-d'œuvre, des produits chimiques et des réparations et de la maintenance. Le total des charges d'exploitation a augmenté surtout à cause des coûts liés aux actifs acquis dans le cadre de l'arrangement, dont les charges d'exploitation par baril sont plus élevées, de la hausse du prix du carburant en raison de l'augmentation du prix du gaz naturel ainsi que des activités de révision planifiées à Foster Creek et à Sunrise au deuxième trimestre de 2021.

(\$/bep) ¹⁾	2021	Variation (%)	2020	Variation (%)	2019
Foster Creek					
Carburant	4,07	44	2,83	15	2,47
Autres coûts	6,67	4	6,41	(4)	6,67
Total	10,74	16	9,24	1	9,14
Christina Lake					
Carburant	3,52	61	2,18	6	2,06
Autres coûts	4,72	2	4,61	(13)	5,27
Total	8,24	21	6,79	(7)	7,33
Autres – Sables bitumineux²⁾					
Carburant	5,01	—	—	—	—
Autres coûts	11,97	—	—	—	—
Total	16,98	—	—	—	—
Total	11,52	47	7,84	(4)	8,15

1) Mesure financière déterminée. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

2) Comprend Sunrise, les actifs de Tucker, de production par méthode thermique de Lloydminster et de pétrole brut classique de Lloydminster.

À Foster Creek et à Christina Lake, les coûts du carburant par baril ont augmenté en raison principalement de la hausse du prix du gaz naturel. Les autres coûts à Foster Creek et à Christina Lake sont demeurés relativement stables puisque l'augmentation des volumes de vente a annulé en partie l'incidence de la hausse du prix de l'électricité et des produits chimiques, des activités de révision planifiées à Foster Creek au deuxième trimestre de 2021 et de la diminution des activités de réparation et de maintenance en 2020 en raison des mesures de sécurité attribuables à la pandémie de COVID-19.

Les charges d'exploitation unitaires totales ont augmenté de 3,68 \$ par bep pour s'établir à 11,52 \$ par bep en 2021, par rapport à 2020. Cette hausse s'explique par les charges d'exploitation unitaires plus élevées des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement, l'augmentation des charges d'exploitation unitaires à Foster Creek et à Christina Lake susmentionnées et les activités de révision planifiées à Sunrise au cours du deuxième trimestre de 2021.

Prix nets opérationnels

(\$/baril)	2021	2020	2019
Prix de vente ¹⁾	62,82	28,64	53,78
Redevances ¹⁾	10,38	2,34	8,97
Transport ^{1), 2)}	7,23	8,70	8,94
Charges d'exploitation ^{1), 2)}	11,52	7,84	8,15
Prix nets opérationnels^{2), 3)}	33,69	9,76	27,72

1) Mesure financière déterminée. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

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) Mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

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.

En 2021, la charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté de 979 M\$ par rapport à 2020, principalement en raison de l'arrangement. Le taux d'épuisement moyen s'est établi à 11,28 \$ par bep pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (10,40 \$ par bep 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.

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.

En 2021, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- conclu, au deuxième semestre de l'exercice, la vente d'actifs dans les secteurs d'East Clearwater et de Kaybob en Alberta pour un produit brut combiné de 103 M\$; ces actifs produisaient au total environ 11,0 milliers de bep par jour avant la clôture; le 30 novembre, nous avons annoncé la vente principalement de nos actifs de Montney dans la région de Wembley pour un produit en trésorerie d'environ 238 M\$; la clôture de la transaction est prévue pour le premier trimestre de 2022;
- réalisé des produits des activités ordinaires de 3,1 G\$;
- inscrit une marge d'exploitation de 803 M\$, soit une augmentation de 608 M\$ par rapport à 2020 attribuable à la hausse des prix de vente moyens réalisés et aux volumes additionnels provenant des actifs 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;
- affecté des dépenses d'investissement de 222 M\$ axées sur les puits de mise en valeur à cycle court et à rendement élevé qui devraient améliorer les structures de coûts sous-jacentes grâce à l'augmentation du volume et compenser les baisses naturelles;

- réalisé de nombreuses activités de révision, notamment des activités de maintenance sur le terrain nécessitant l'interruption sécuritaire et le redémarrage de la production;
- enregistré un prix net opérationnel de 15,95 \$ le bep.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2021	2020 ¹⁾	2020 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	3 235	904	935
Déduire : Redevances	150	40	30
Produits des activités ordinaires	3 085	864	905
Charges			
Produits achetés	1 655	268	240
Transport et fluidification	74	81	82
Activités d'exploitation	551	320	339
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	2	—	—
Marge d'exploitation	803	195	244
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ²⁾	1	—	—
Amortissement et épuisement	3	880	319
Coûts de prospection	(3)	82	64
Résultat sectoriel	802	(767)	(139)

1) Les chiffres des périodes comparatives ont été reclassés en fonction des 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.

Produits des activités ordinaires

En 2021, le chiffre d'affaires brut comprend un montant de 1,7 G\$ (269 M\$ en 2020) de volumes provenant de tiers qui ne sont pas inclus dans nos mesures de prix unitaires ni dans nos prix nets opérationnels.

En 2021, les produits des activités ordinaires comprennent d'autres montants de 61 M\$ (49 M\$ en 2020) liés à des activités de traitement et de transport menées pour le compte de tiers qui ne sont pas inclus dans nos mesures de prix unitaires ni dans nos prix nets opérationnels.

Résultats d'exploitation

	2021	2020	2019
Total – volumes de vente (kbep/j)	133,4	89,8	97,4
Total – prix réalisé par unité vendue ¹⁾ (\$/bep)	31,20	17,84	17,95
Pétrole brut lourd (\$/b)	—	31,45	—
Pétrole brut léger (\$/b)	76,32	42,78	65,70
LGN (\$/b)	42,93	22,04	26,36
Gaz naturel classique (\$/kpi3)	4,07	2,37	2,01
Production par produit			
Pétrole brut lourd (kb/j)	—	2,7	—
Pétrole brut léger (Mb/j)	8,4	4,5	4,9
LGN (kb/j)	25,6	19,5	21,8
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	597,6	379,0	424,5
Total – production quotidienne (kbep/j)	133,6	89,9	97,4
Production de gaz naturel classique (% par rapport au total)	75	70	73
Production de pétrole brut et de LGN (% par rapport au total)	25	30	27
Taux de redevance réel (%)	10,3	7,9	5,1
Frais de transport unitaires¹⁾ (\$/bep)	1,53	2,46	2,31
Charges d'exploitation unitaires¹⁾ (\$/bep)	10,66	8,99	8,79
Charges d'amortissement et d'épuisement unitaires¹⁾ (\$/bep)	9,11	9,85	9,15

1) Mesure financière déterminée. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

Produits des activités ordinaires

Prix

Notre prix de vente réalisé total a augmenté en 2021 par rapport à 2020 principalement en raison de la hausse des prix de référence du pétrole brut et du gaz naturel.

Volumes de production

Les volumes de production ont augmenté en 2021 en raison principalement des 51,2 milliers de bep par jour provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement. En outre, nous avons mis en production un nombre net de 18 nouveaux puits au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021. L'accroissement de la production est en partie neutralisé par les ventes d'actifs ayant eu lieu au cours de l'exercice ainsi que les baisses naturelles.

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 pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 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 110 M\$ en 2021 par rapport à 2020. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des prix réalisés ainsi qu'à 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 ont diminué de 7 M\$ en 2021 par rapport à 2020. Les frais de transport unitaires se sont établis en moyenne à 1,53 \$ par bep pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (2,46 \$ par bep en 2020).

Activités d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation en 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 231 M\$ en 2021 par rapport à 2020, surtout sous l'effet des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

Les charges d'exploitation se sont accrues de 1,67 \$ par bep en 2021 par rapport à 2020, en raison principalement des charges d'exploitation liées aux actifs acquis dans le cadre de l'arrangement. Les charges d'exploitation unitaires en 2021, compte non tenu des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement, ont augmenté d'environ 7 % d'un exercice à l'autre, surtout en raison de la baisse des volumes ainsi que de la hausse du prix de l'électricité, des coûts liés aux gaz à effet de serre et des coûts réglementaires.

Prix nets opérationnels

(\$/bep)	2021	2020	2019
Prix de vente ¹⁾	31,20	17,84	17,95
Redevances ¹⁾	3,06	1,23	0,83
Transport et fluidification ¹⁾	1,53	2,46	2,31
Charges d'exploitation ¹⁾	10,66	8,99	8,79
Prix nets opérationnels^{2), 3)}	15,95	5,16	6,02

1) Mesure financière déterminée. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

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) Mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

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 s'est établi à 9,11 \$ par bep en 2021 (9,85 \$ par bep en 2020). Le taux d'épuisement moyen exclut l'incidence des pertes de valeur et des reprises de perte de valeur.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, le total de la charge d'amortissement et d'épuisement se rapportant au secteur Hydrocarbures classiques s'est chiffré à 3 M\$ (880 M\$ en 2020). La diminution s'explique par la comptabilisation de 555 M\$ en 2020 résultant des réductions des prix à terme des marchandises prévues à la fin de 2020 et des reprises de perte de valeur de 378 M\$ en 2021 compte tenu du raffermissement des prix à terme des marchandises. Cette diminution a été compensée en partie par l'épuisement et l'amortissement des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

PRODUCTION EXTRACÔTIÈRE

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

En 2021, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- réalisé des produits des activités ordinaires de 1,7 G\$;
- réalisé une marge d'exploitation de 1,4 G\$;
- enregistré un prix net opérationnel de 58,39 \$ le bep;
- atteint des taux de production record pour une même journée à nos actifs en Chine et en Indonésie;
- investi des capitaux de 175 M\$ principalement dans le cadre du projet West White Rose dans la région de l'Atlantique;
- conclu des ententes avec nos partenaires en vue de la restructuration de nos participations directes dans les actifs de la région de l'Atlantique.

Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2021
Chiffre d'affaires brut	1 782
Déduire : Redevances	108
Produits des activités ordinaires	1 674
Charges	
Transport et fluidification	15
Activités d'exploitation	239
Marge d'exploitation	1 420
Amortissement et épuisement	492
Coûts de prospection	5
Quote-part revenant à la société du résultat net des entreprises associées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(47)
Résultat sectoriel	970

Prix nets opérationnels

(\$/bep, sauf indication contraire)	2021			Total Production extracôtère
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Atlantique (\$/b)	
Prix de vente ²⁾	72,44	64,52	91,01	74,75
Redevances ²⁾	4,25	14,93	6,07	5,96
Transport et fluidification ²⁾	—	—	3,02	0,54
Charges d'exploitation ²⁾	5,10	9,55	28,34	9,86
Prix nets opérationnels³⁾	63,09	40,04	53,58	58,39
Total – volumes de vente (kbep/j)	50,8	9,5	13,2	73,5
Charges d'amortissement et d'épuisement unitaires²⁾				25,62

¹⁾ Les volumes de vente 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 les charges liés à la coentreprise HCML sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence aux fins des états financiers consolidés.

²⁾ Mesure financière déterminée. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

³⁾ Mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

Amortissement et épuisement

Pour le secteur Production extracôtière, l'épuisement 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 totales, ainsi que des coûts de mise en valeur futurs, 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'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 les réserves productives et mises en valeur prouvées ou les réserves prouvées et probables. Le taux d'épuisement moyen s'est établi à 25,62 \$ par bep pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

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.

Région de l'Asie-Pacifique

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 Liuhua 34-2 et la participation directe de 75 % dans le champ productif de Liuhua 29-1. Nous avons également conclu des contrats pétroliers visant les blocs 15/33, 16/25 et 23/07 qui sont en phase de prospection. Nous avons foré un puits de prospection au bloc 15/33, dans la mer de Chine méridionale, en octobre 2021. Le forage et les essais ont identifié la présence d'hydrocarbures et nous évaluons les résultats. Le bloc 15/33 contient une découverte existante qui a été forée en 2018. Nous détenons également des droits de prospection visant un bloc situé au large de Taïwan, dans la mer de Chine méridionale.

En Indonésie, nous détenons également une participation de 40 % dans HCML, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. HCML exerce des activités de prospection et de production de ressources pétrolières brutes et gazières au large des côtes de l'Indonésie, dans la zone de licence visée par le contrat de partage de la production du détroit de Madura. Cette zone comprend le champ productif BD et la mise en valeur en cours des champs MDA, MBH et MDK. Les champs MDA et MBH devraient commencer à produire au milieu de 2022. Une décision d'investissement finale a été rendue par HCML en juin 2021 à l'égard de la mise en valeur du champ MAC, la mise en production étant prévue au milieu de 2023. Au quatrième trimestre de 2021, nous avons signé un contrat de partage de la production pour la zone du projet de Liman dans l'est de Java. En décembre 2021, nous avons amorcé le forage d'un puits de mise en valeur dans le champ MBH, qui s'est achevé en janvier 2022. Nous avons entrepris le forage d'un deuxième puits de mise en valeur dans le champ MBH au premier trimestre de 2022.

Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2021
Chiffre d'affaires brut	1 342
Déduire : Redevances	79
Produits des activités ordinaires	1 263
Charges	
Activités d'exploitation	103
Marge d'exploitation¹⁾	1 160

¹⁾ Mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

Résultats d'exploitation

	2021
Total – volumes de vente^{1), 2), 3)} (kbep/j)	60,3
LGN ^{1), 2), 3)} (kb/j)	12,7
Gaz naturel classique ^{1), 2), 3)} (Mpi ³ /j)	285,3
Total – prix réalisé par unité vendue^{3), 4)} (\$/bep)	71,19
LGN ³⁾ (\$/b)	79,83
Gaz naturel classique ³⁾ (\$/kpi ³)	11,48
Taux de redevance réel ³⁾ (%)	8,4
Charges d'exploitation unitaires^{3), 4)} (\$/bep)	5,80

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 vente 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 les charges liés à la coentreprise HCML sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence aux fins des états financiers consolidés.

⁴⁾ Mesure financière déterminée. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

Produits des activités ordinaires

Prix

Le prix que nous recevons pour le gaz naturel en Asie 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. La production quotidienne a été relativement stable au cours de l'exercice 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 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

Notre programme de prospection et de mise en valeur de l'Atlantique vise principalement le bassin Jeanne d'Arc et la passe Flamande situés au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador. C'est dans le bassin Jeanne d'Arc que se trouvent le champs Terra Nova, 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, nous détenons une participation directe non exploitée de 35 % dans chacune des découvertes suivantes : Bay du Nord, Bay de Verde, Baccalieu, Harpoon et Mizzen. Nous sommes l'exploitant du champ White Rose et de ses extensions satellites et détenons une participation dans le champ Terra Nova, ainsi que dans plusieurs petits champs non mis en valeur. Nous détenons également des superficies de prospection au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador.

Notre production 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. Au troisième trimestre, Cenovus a conclu des ententes avec ses partenaires visant la restructuration de sa participation directe dans le champ Terra Nova. La participation directe de Cenovus est passée de 13 % à 34 %. La société a reçu environ 78 M\$, avant les ajustements de clôture, des partenaires sortants à titre de contribution aux futurs passifs relatifs au démantèlement. Le projet de prolongement de la durée d'utilité de l'actif visant le navire de production, de stockage et de déchargement Terra Nova est en cours en Espagne pour la partie cale sèche du projet. La production devrait reprendre avant la fin de 2022.

Le projet West White Rose est toujours reporté, tandis que nous continuons d'évaluer nos options avec nos partenaires. Au troisième trimestre de 2021, Cenovus a conclu une entente avec Suncor visant la diminution de sa participation directe dans le champ White Rose et ses extensions satellites. La restructuration de la participation directe n'aura pas lieu si le projet ne va pas de l'avant. La participation directe de Cenovus dans le champ initial serait ramenée de 72,5 % à 60,0 %, et sa participation dans les extensions satellites, de 68,875 % à 56,375 %. La décision de redémarrer ou non le projet West White Rose devrait être rendue d'ici la mi-2022.

Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2021
Chiffre d'affaires brut	440
Déduire : Redevances	29
Produits des activités ordinaires	411
Charges	
Transport	15
Activités d'exploitation	136
Marge d'exploitation¹⁾	260

¹⁾ Mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

Résultats d'exploitation

	2021
Total – volumes de vente	
Pétrole brut léger (kb/j)	13,2
Total – prix réalisé par unité vendue¹⁾ (\$/b)	
Pétrole brut léger (\$/b)	91,01
Production quotidienne totale	
Pétrole brut léger (b/j)	14,1
Taux de redevance réel (%)	6,7
Charges d'exploitation unitaires (\$/bep)	28,34

¹⁾ Mesure financière déterminée. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

Produits des activités ordinaires

Prix

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 la région de l'Atlantique ont affiché un bon rendement. La production a été relativement stable et le temps de fonctionnement est demeuré élevé en 2021. Des interruptions planifiées mineures ont eu lieu au troisième trimestre et des activités de maintenance planifiées de 15 jours sur le navire de production, de stockage et de déchargement SeaRose (le « NPSD SeaRose ») ont commencé vers la fin du troisième trimestre pour se terminer en octobre.

La production de pétrole léger provenant du champ White Rose est déchargée du 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 13,2 milliers de bep par jour en 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 le chiffre d'affaires brut du champ White Rose et de 5,0 % sur le chiffre d'affaires brut des extensions satellites.

Charges

Activités d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation en 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 brut 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 bitume 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 81,5 milliers de barils par jour;
- la raffinerie de Lloydminster, qui transforme le pétrole brut lourd en produits en asphalte utilisés dans la construction et l'entretien des routes; la raffinerie produit également des condensats, des distillats en gros et des produits industriels; la raffinerie de Lloydminster a une capacité de production de pétrole brut de 29,0 milliers de barils par jour;
- des usines d'éthanol de Lloydminster, en Saskatchewan, et 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 s'approvisionne en pétrole brut auprès des biens de production par méthode thermique de Lloydminster et de pétrole brut classique de Lloydminster.

En 2021, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- obtenu un taux d'utilisation cumulé moyen du brut de 96 % à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster;
- atteint plusieurs taux record de production de diesel pour une même journée à l'usine de valorisation de Lloydminster;
- inscrit une marge d'exploitation de 532 M\$, soit une augmentation de 487 M\$ par rapport à 2020 attribuable aux actifs acquis dans le cadre de l'arrangement;
- investi des capitaux de 37 M\$.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2021	2020	2019
Produits des activités ordinaires	4 472	82	77
Produits achetés	3 552	—	—
Marge brute¹⁾	920	82	77
Charges			
Activités d'exploitation	388	37	41
Marge d'exploitation	532	45	36
Amortissement et épuisement	167	8	7
Résultat sectoriel	365	37	29

1) Mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

Résultats d'exploitation

	2021	2020	2019
Capacité de production de pétrole brut (kb/j)	110,5	—	—
Usine de valorisation de Lloydminster (kb/j)	81,5	—	—
Raffinerie de Lloydminster (kb/j)	29,0	—	—
Production de pétrole brut (kb/j)	106,5	—	—
Usine de valorisation de Lloydminster (kb/j)	79,0	—	—
Raffinerie de Lloydminster (kb/j)	27,5	—	—
Taux d'utilisation du pétrole brut¹⁾ (%)	96	—	—
Production de produits raffinés (kb/j)	107,9	—	—
Écart lié à la mise en valeur²⁾	16,83	—	—
Marge d'affinage³⁾ (\$/b)			
Usine de valorisation de Lloydminster (\$/b)	17,99	—	—
Raffinerie de Lloydminster (\$/b)	15,64	—	—
Charges d'exploitation unitaires⁴⁾ (\$/bep)	9,97	—	—
Activités de transport ferroviaire de pétrole brut			
Volumes de chargement ⁵⁾ (kb/j)	12,1	30,4	53,3
Production d'éthanol (milliers de litres/j)	661,0	—	—

1) 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.

2) Sur la base de l'écart entre les prix de référence de la charge d'alimentation en pétrole lourd et le brut synthétique.

3) Mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

4) Mesure financière déterminée. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion. Charges d'exploitation divisées par la production de pétrole brut.

5) Volumes transportés à l'extérieur de l'Alberta, au Canada.

Produits des activités ordinaires, marge brute et marge de raffinage

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

Les activités de la raffinerie de Lloydminster permettent de transformer le pétrole brut lourd fluidifié en asphalte et en produits industriels. Les produits des activités ordinaires dépendent des prix du marché pour l'asphalte et d'autres produits industriels. La marge brute dépend principalement des produits des activités ordinaires et du prix de l'asphalte et du coût de la charge d'alimentation en pétrole brut lourd. Les ventes de la raffinerie de Lloydminster ont augmenté en raison de la période d'asphaltage, qui s'étend habituellement de mai à octobre chaque année.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les produits des activités ordinaires comprennent un montant d'environ 55 M\$ lié au règlement d'un contrat d'achat ferme relatif aux activités du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim. Les produits des activités ordinaires et la marge brute ont diminué par rapport à 2020 en raison des faibles volumes de chargement de tiers et de la moindre dépendance de Cenovus à l'égard du transport ferroviaire.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation en 2021 ont été les coûts de la main-d'œuvre, des réparations et de la maintenance et de l'énergie. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les charges d'exploitation unitaires se sont chiffrées à 9,97 \$ par baril de brut.

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 ou la durée du contrat de location, selon la plus courte des deux. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Fabrication au Canada s'est établie à 167 M\$ (8 M\$ en 2020) en raison de la charge d'amortissement et d'épuisement sur les actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

FABRICATION AUX ÉTATS-UNIS

Au 31 décembre 2020, les activités du secteur Fabrication aux États-Unis comprenaient notre participation de 50 % dans WRB Refining LP, propriétaire des raffineries de Wood River et de Borger. WRB Refining LP est détenu conjointement avec l'exploitant Phillips 66.

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, détenue à 50 % et exploitée par BP Products North America Inc. (« BP »), par le truchement de BP-Husky Refining LLC; 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 de 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.

En 2021 :

- La production des raffineries de Wood River et de Borger a été touchée par ce qui suit :
 - les activités de révision planifiées amorcées au premier trimestre et achevées au deuxième trimestre;
 - les interruptions non planifiées provisoires au cours de l'exercice.
- La production de la raffinerie de Lima a subi l'incidence de ce qui suit :
 - les révisions planifiées achevées en octobre et en novembre et les pannes d'équipement imprévues par la suite; la raffinerie a repris son exploitation normale à la fin de janvier 2022;
 - les interruptions non planifiées provisoires au cours du premier trimestre;
 - une interruption du service de deux semaines, au premier trimestre, du pipeline Mid-Valley, qui achemine la charge d'alimentation à la raffinerie de Lima;
 - les activités de maintenance réalisées par un tiers sur les pipelines d'amenée au deuxième trimestre.
- À la raffinerie de Toledo, la production a été optimisée conformément à la demande du marché.
- Le taux d'utilisation du pétrole brut a augmenté pour passer de 75 % en 2020 à 80 % puisque la production a augmenté au début du premier trimestre compte tenu de l'accroissement des marges de craquage sur le marché, hausse annulée en partie par les facteurs susmentionnés.
- Nous avons investi des capitaux de 995 M\$ visant principalement la reconstruction de la raffinerie de Superior ainsi que des projets de fiabilité, de maintenance et d'optimisation du rendement aux raffineries de Wood River et de Borger de même que des projets de maintenance à la raffinerie de Toledo.

Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2021	2020 ¹⁾	2019 ¹⁾
Produits des activités ordinaires	20 043	4 733	8 291
Produits achetés	17 955	4 429	6 735
Marge brute²⁾	2 088	304	1 556
Charges			
Activités d'exploitation	1 772	748	877
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	104	(21)	(16)
Marge d'exploitation	212	(423)	695
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ³⁾	1	(1)	1
Amortissement et épuisement	2 381	728	273
Résultat sectoriel	(2 170)	(1 150)	421

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

2) Mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

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.

Sommaire des résultats d'exploitation

	2021	2020	2019
Capacité de production de pétrole brut (kb/j)	502,5	247,5	241,0
Raffinerie de Lima	175,0	—	—
Raffinerie de Toledo ¹⁾	80,0	—	—
Raffineries de Wood River et de Borger ¹⁾	247,5	247,5	241,0
Production de pétrole brut (kb/j)	401,5	185,9	221,3
Raffinerie de Lima	126,9	—	—
Raffinerie de Toledo ¹⁾	69,9	—	—
Raffineries de Wood River et de Borger ¹⁾	204,7	185,9	221,3
Production par produit (kb/j)			
Pétrole brut lourd	138,7	74,6	88,3
Pétrole brut léger et moyen	262,8	111,3	133,0
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	80	75	92
Marge de raffinage^{2), 3)} (\$/b)	14,25	4,47	19,26
Charges d'exploitation unitaire^{3), 4)} (\$/bep)	12,09	11,00	10,86

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

2) Mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

3) 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.

4) Mesure financière déterminée. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

Toutes les raffineries continuent d'optimiser leur production en fonction des conditions du marché. Nous avons amorcé la réduction du taux de production économique vers la fin du premier trimestre de 2020 en réaction à la baisse de la demande de produits raffinés en raison de la COVID-19. Les taux de production de nos raffineries ont été réduits jusqu'au début du premier trimestre de 2021, lorsque les marges de craquage ont commencé à s'améliorer. Le taux de production a subi l'incidence des interruptions planifiées et non planifiées aux deuxième et troisième trimestres, puis des activités de révision planifiées à la raffinerie de Lima au quatrième trimestre.

La raffinerie de Lima a été temporairement mise hors service au premier trimestre de 2021 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. Au deuxième trimestre, des activités de maintenance planifiées réalisées par un tiers sur les pipelines Mid-Valley et West Texas Gulf ont eu pour conséquence de réduire la production. Les taux de production ont augmenté à la fin de mai et en juin, une fois les travaux terminés. La production a ralenti à la fin de septembre en prévision d'activités de révision planifiées qui ont été réalisées en octobre et en novembre. Des pannes d'équipement imprévues sont survenues après l'achèvement des activités de révision. Par conséquent, le taux d'utilisation du pétrole brut à la raffinerie au quatrième trimestre a été de 34 % seulement, comparativement à 85 % pour les neuf premiers mois de 2021.

À la raffinerie de Toledo, la production a été optimisée conformément à la demande du marché en 2021.

Aux raffineries de Wood River et de Borger, les activités de révision planifiées ont commencé au premier trimestre et se sont terminées à la mi-mai et au début d'avril, respectivement. La production a également subi l'incidence, de façon provisoire, d'interruptions non planifiées en 2021. Le taux d'utilisation du pétrole brut aux raffineries au quatrième trimestre a été de 92 %.

Produits tirés des activités ordinaires et 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. Le traitement de pétrole brut moins coûteux par rapport au traitement du WTI crée un avantage relativement au coût de la charge d'alimentations. Ces coûts sont établis selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.

En 2021, les produits des activités ordinaires ont augmenté de 15,3 G\$ en raison des volumes de vente provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement et de la hausse des prix de référence des produits raffinés.

En 2021, la marge brute a augmenté de 1,8 G\$ par rapport à 2020 en raison de l'amélioration des marges de craquage ainsi que de l'augmentation de la production des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement et des raffineries de Wood River et de Borger, ces facteurs ayant été annulés en partie par l'augmentation des coûts des NIR.

En 2021, le coût des NIR s'est établi à 880 M\$ (177 M\$ en 2020), en raison de la hausse des prix des RIN et des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement. Le prix des RIN s'est établi à 6,76 \$ US le baril pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 (2,48 \$ US le baril en 2020). Les prix des NIR ont été volatils au cours de l'exercice, s'établissant entre moins de 4,00 \$ US le baril à près de 10,00 \$ US le baril.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 ont été les coûts de la main-d'œuvre, des réparations et de la maintenance et de l'énergie. En 2021, les charges d'exploitation ont augmenté de 1,0 G\$ d'un exercice à l'autre. Cette augmentation s'explique par ce qui suit :

- les charges d'exploitation liées aux actifs acquis dans le cadre de l'arrangement;
- les activités de révision aux raffineries de Wood River, de Borger et de Lima;
- la hausse des prix des services publics aux raffineries de Lima et de Borger imputable aux répercussions de la tempête hivernale Uri au premier trimestre de 2021.

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 ou la durée du contrat de location, selon la plus courte des deux. La charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Fabrication aux États-Unis s'est établie à 2,4 G\$ en 2021 (728 M\$ en 2020). Cette hausse s'explique par la charge d'amortissement et d'épuisement sur les actifs acquis dans le cadre de l'arrangement et des charges de dépréciation de 1,9 G\$ des unités génératrices de trésorerie (« UGT ») de Lima, de Wood River et de Borger. Cette augmentation est annulée en partie par une perte de valeur de 450 M\$ liée à l'UGT Borger en 2020.

VENTE

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

Au 31 décembre 2021, on comptait 531 points de vente 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.

Le 30 novembre 2021, Cenovus a annoncé des ententes visant la vente de 337 stations-service au sein de son réseau de vente au détail de carburant pour un produit en trésorerie total de 420 M\$ avant les ajustements de clôture. La clôture des transactions est prévue pour le milieu de 2022. Nous conservons nos activités liées aux carburants commerciaux, qui comprennent 167 établissements à carte-accès, des services de livraison de carburant en vrac et des relais routiers.

Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2021
Chiffre d'affaires brut	2 158
Produits achetés	2 019
Marge brute¹⁾	139
Charges	
Activités d'exploitation	98
Marge d'exploitation	41
Amortissement et épuisement	59
Résultat sectoriel	(18)

1) Mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

Sommaire des résultats d'exploitation

	2021
Volume de vente de carburant, y compris en gros	
Ventes de carburant (millions de litres/j)	6,9
Ventes de carburant par point de vente (milliers de litres/j)	13,0

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 de l'exercice clos 31 décembre 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 30 ans. La durée d'utilité de ces actifs fait l'objet d'un examen annuel. Les actifs au titre de droits d'utilisation sont amortis selon le mode linéaire sur la durée estimative d'utilité des actifs ou la durée du contrat de location, selon la plus courte des deux. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Vente s'est établie à 59 M\$ par suite de l'acquisition d'actifs de vente au détail dans le cadre de l'arrangement.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les activités au titre de la gestion des risques du secteur Activités non sectorielles et éliminations ont donné lieu à des pertes réalisées liées à la gestion des risques de 101 M\$ (5 M\$ en 2020) en raison surtout de la réalisation, au premier trimestre de 2021, des contrats d'options de vente et d'achat de WTI acquis dans le cadre de l'arrangement.

Charges

(en millions de dollars)

	2021	2020	2019
Frais généraux et frais d'administration	849	292	331
Charges financières	1 082	536	511
Produits d'intérêts	(23)	(9)	(12)
Coûts d'intégration	349	29	—
(Profit) perte de change, montant net	(174)	(181)	(404)
Réévaluation du paiement conditionnel	575	(80)	164
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(229)	(81)	(2)
Autre (profit) perte, montant net	(309)	40	9
	2 120	546	597

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. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les frais généraux et frais d'administration ont augmenté par rapport à 2020 en raison de l'augmentation des effectifs découlant de l'arrangement et d'une provision au titre de primes incitatives pour l'atteinte des cibles liées aux synergies. En outre, les primes d'intéressement à long terme ont augmenté en 2021 par rapport à 2020 en raison de la hausse du cours des actions.

Charges financières

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les charges financières se sont accrues de 546 M\$ en raison des facteurs suivants :

- la charge d'intérêts sur la dette à long terme reprise dans le cadre de l'arrangement;
- une prime nette au remboursement de la dette à long terme de 121 M\$ aux troisième et quatrième trimestres de 2021;
- l'augmentation de la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement par suite de l'arrangement;
- la charge d'intérêts liée aux obligations locatives en raison des passifs repris dans le cadre de l'arrangement.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette s'est établi à 4,6 % (4,9 % en 2020).

Coûts d'intégration

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, nous avons engagé des coûts de 349 M\$ par suite de l'arrangement, compte non tenu des dépenses d'investissement. Les coûts d'intégration comprenaient des indemnités de départ de 180 M\$, des coûts de transaction de 65 M\$ et d'autres coûts liés à l'intégration de 104 M\$ en 2021.

Change

(en millions de dollars)

	2021	2020	2019
(Profit) perte de change latent	(312)	(131)	(827)
(Profit) perte de change réalisé	138	(50)	423
	<u>(174)</u>	<u>(181)</u>	<u>(404)</u>

En 2021, des profits de change latents de 312 M\$ ont été comptabilisés principalement par suite de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Des pertes de change réalisées de 138 M\$ ont été comptabilisées, principalement en raison de la constatation d'une perte de 173 M\$ au rachat de titres d'emprunt libellés en dollars américains aux troisième et quatrième trimestres de 2021.

Réévaluation du paiement conditionnel

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 pour chaque trimestre où le prix moyen du pétrole brut WCS serait supérieur à 52 \$ le baril. Le paiement trimestriel est de 6 M\$ pour chaque dollar en excédent du prix du WCS de 52 \$ le baril. Le paiement conditionnel n'est pas plafonné. Le calcul comporte un mécanisme d'ajustement tenant compte de certaines interruptions de production importantes à Foster Creek et à Christina Lake, qui pourrait réduire le montant d'un paiement conditionnel.

L'entente échoit le 17 mai 2022.

Le paiement conditionnel est comptabilisé à titre d'option financière. La juste valeur de 236 M\$ au 31 décembre 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 conditionnel est réévalué à la juste valeur à chaque date de clôture, et les variations de la juste valeur sont imputées au résultat net. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, une perte au titre de la réévaluation hors trésorerie de 575 M\$ a été comptabilisée. Au 31 décembre 2021, le montant exigible en vertu de cette convention se chiffrait à 160 M\$. Nous avons versé en 2021 un montant de 242 M\$ aux termes de cette entente, dont une tranche de 175 M\$ a été comptabilisée à titre d'entrée de trésorerie liée aux activités d'exploitation, en réduction des fonds provenant de l'exploitation ajustés. Tous les paiements subséquents seront comptabilisés en réduction des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés.

Le prix à terme moyen du WCS pour la durée résiduelle du paiement conditionnel est de 77,87 \$ le baril. Les prix à terme trimestriels estimatifs du WCS pour la durée résiduelle de l'entente sont de l'ordre d'environ 77,35 \$ le baril à 78,39 \$ le baril.

Autre (profit) perte, montant net

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les autres (produits) charges se sont accrues de 349 M\$. Cette hausse est essentiellement attribuable aux facteurs suivants :

- un produit d'assurance lié à l'interruption des activités de la raffinerie Superior de 120 M\$ en 2021;
- une perte de 100 M\$ liée au projet d'oléoduc Keystone XL en 2020;
- le règlement d'un litige en faveur de Cenovus en 2021;
- d'autres produits de 35 M\$ en 2021 liés aux bons de souscription de Headwater, qui ont été exercés en décembre 2021.

Amortissement et épuisement

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Activités non sectorielles et éliminations se rapporte aux 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 charge d'amortissement et d'épuisement de l'exercice clos le 31 décembre 2021 s'est établie à 118 M\$ (161 M\$ en 2020). Le recul de la charge d'amortissement et d'épuisement d'un exercice à l'autre s'explique avant tout par la radiation d'actifs liés aux technologies d'information d'un montant de 52 M\$ en 2020 en prévision de la clôture de l'arrangement.

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	2021	2020	2019
Impôt exigible			
Canada	104	(14)	14
États-Unis	—	1	3
Asie-Pacifique	171	—	—
Autres pays	1	—	—
Charge (produit) d'impôt exigible	276	(13)	17
Charge (produit) d'impôt différé	452	(838)	(814)
Total de la charge (du produit) d'impôt	728	(851)	(797)

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

(en millions de dollars)	2021	2020	2019
Résultat découlant des activités, avant impôt	1 315	(3 230)	1 397
Taux prévu par la loi au Canada	23,7 %	24,0 %	26,5 %
Charge (produit) d'impôt sur le résultat attendu des activités	312	(775)	370
Incidence des éléments suivants sur l'impôt :			
Écarts avec le taux prévu par la loi et autres	3	19	(52)
(Gains) pertes en capital non imposables	63	(42)	(38)
(Gains) pertes en capital non comptabilisés	27	(42)	(39)
Ajustements découlant de déclarations antérieures	(5)	(8)	4
Comptabilisation de la base fiscale aux États-Unis	—	—	(387)
Limite d'attributs fiscaux aux États-Unis	217	—	—
Incidence des changements de taux	106	(7)	(671)
Autres	5	4	16
Total de la charge (du produit) d'impôt des activités	728	(851)	(797)
Taux d'imposition effectif	55,4 %	26,3 %	(57,1) %

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, la société a comptabilisé une charge d'impôt exigible ayant principalement trait au résultat imposable au Canada et dans la région de l'Asie-Pacifique. Cette hausse découle des activités acquises dans la région Asie-Pacifique dans le cadre de l'arrangement et de la hausse du bénéfice par rapport à 2020. Au quatrième trimestre de 2021, nous avons comptabilisé une charge d'impôt différé de 217 M\$ en raison de l'accès limité à certains attributs fiscaux aux États-Unis. De plus, la société a comptabilisé une charge d'impôt différé de 106 M\$ par suite d'un changement de taux associé aux répartitions entre les provinces.

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.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2021				2020			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Prix moyens des marchandises (\$ US/b)								
Brent ¹⁾	79,73	73,47	68,83	60,90	44,22	42,99	29,20	50,26
WTI	77,19	70,56	66,07	57,84	42,66	40,93	27,85	46,17
WCS	62,55	56,98	54,58	45,37	33,36	31,84	16,38	25,64
Chicago – marges de craquage 3-2-1	16,06	20,67	20,50	12,93	7,05	7,89	6,44	8,79
NIR	6,11	7,32	8,12	5,49	3,48	2,64	2,21	1,58
Volumes de production (kbep/j)	825,3	804,8	765,9	769,3	467,2	471,8	465,4	482,6
Bitume (kb/j)	606,0	576,5	528,6	532,9	380,7	386,0	373,2	387,0
Pétrole brut lourd (kb/j) ²⁾	18,9	20,5	20,8	20,5	1,9	3,2	2,2	3,6
Pétrole brut léger et moyen (kb/j) ²⁾	17,8	22,6	24,4	25,6	4,3	4,3	4,3	5,1
LGN (kb/j)	35,6	35,5	41,1	41,1	18,4	18,3	20,3	21,1
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	883,5	897,9	905,6	894,9	369,5	360,1	392,2	394,8
Production de pétrole brut³⁾ (k/j)	469,9	554,1	539,0	469,1	169,0	191,1	162,3	221,1
Produits des activités ordinaires⁴⁾	13 726	12 701	10 637	9 293	3 543	3 737	2 311	3 952
Marge d'exploitation	2 600	2 710	2 184	1 879	625	594	291	(589)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 184	2 138	1 369	228	250	732	(834)	125
Fonds provenant de l'exploitation ajustés⁵⁾	1 948	2 342	1 817	1 141	333	407	(469)	(154)
Dépenses d'investissement	835	647	534	547	242	148	147	304
Fonds provenant de l'exploitation disponibles	1 113	1 695	1 283	594	91	259	(616)	(458)
Résultat net	(408)	551	224	220	(153)	(194)	(235)	(1 797)
Par action – de base (\$)	(0,21)	0,27	0,11	0,10	(0,12)	(0,16)	(0,19)	(1,46)
Par action – dilué (\$)	(0,21)	0,27	0,11	0,10	(0,12)	(0,16)	(0,19)	(1,46)
Dettes à long terme, y compris la partie courante⁶⁾	12 385	12 986	13 380	13 947	7 441	7 797	8 085	6 979
Dettes nettes⁷⁾	9 591	11 024	12 390	13 340	7 184	7 530	8 232	7 421
Dividendes en numéraire								
Actions ordinaires	70	35	36	35	—	—	—	77
Par action ordinaire (\$)	0,0350	0,0175	0,0175	0,0175	—	—	—	0,0625
Actions privilégiées	8	9	8	9	—	—	—	—

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

2) La production de pétrole brut moyen du premier trimestre de 2021 a été reclassée en tant que pétrole lourd.

3) 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.

4) 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. Les résultats de la période précédente ont été ajustés en fonction du changement dans la présentation des swaps sur les produits et de certains achats de tiers utilisés dans les activités de fluidification et d'optimisation. Se reporter à la rubrique « Ajustements aux états consolidés des résultats » du présent rapport de gestion.

5) Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour que leur présentation soit conforme à la définition du présent rapport de gestion.

6) Comprend la partie courante de la dette à long terme de néant au 31 décembre 2021, de 545 M\$ au 30 septembre 2021 et de 632 M\$ au 30 juin 2021 (néant aux 31 mars 2021, 31 décembre 2020, 30 septembre 2020, 30 juin 2020 et 31 mars 2020).

7) En 2021, englobe la dette à long terme, y compris la partie courante, et les emprunts à court terme repris à leur juste valeur de 6,6 G\$ dans le cadre de l'arrangement, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie repris d'un montant de 735 M\$.

Comparaison des résultats d'exploitation du quatrième trimestre de 2021 et du quatrième trimestre de 2020

Le sommaire ci-dessous compare les résultats financiers du trimestre clos le 31 décembre 2021 par rapport à 2020. Les écarts par rapport à l'exercice précédent tiennent compte de la hausse des prix des marchandises, de l'incidence des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement et du solide rendement de nos actifs en amont.

Volumes de production en amont

La production a augmenté pour passer à 358,1 milliers de bep par jour par rapport au quatrième trimestre de 2020, surtout sous l'effet de l'ajout de 285,4 milliers de bep par jour provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement et de l'accroissement de la production à Foster Creek et à Christina Lake. Les augmentations à Foster Creek et à Christina Lake sont attribuables à la mise en service de nouveaux puits en 2021, contrairement aux activités de révision planifiées à Christina Lake et aux interruptions de service à Foster Creek au quatrième trimestre de 2020.

Au quatrième trimestre de 2021, nous avons vendu environ 20 % (20 % en 2020) de la production que nous tirons des sables bitumineux à des destinations aux États-Unis afin d'améliorer notre prix de vente réalisé.

La production du secteur Hydrocarbures classiques a affiché un gain de 39,1 milliers de bep par jour par rapport au quatrième trimestre de 2020, en raison surtout des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement, annulé en partie par la cession d'actifs dans les secteurs d'East Clearwater et de Kaybob en 2021.

La production extracôtière s'est établie à 73,1 milliers de bep par jour au cours du trimestre et provient entièrement des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

Fabrication en aval

Dans le secteur Fabrication au Canada, l'usine de valorisation de Lloydminster et la raffinerie de Lloydminster ont fonctionné à leur capacité maximale ou presque tout au long du quatrième trimestre de 2021.

Pour le secteur Fabrication aux États-Unis, la production s'est accrue de 192,6 milliers de barils par jour par rapport au quatrième trimestre de 2020 compte tenu de la production de 134,3 milliers de barils par jour tirée des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement et de la hausse appréciable de la production des raffineries de Wood River et de Borger compte tenu de l'amélioration du marché des produits raffinés. Nous avons réalisé des activités de révision planifiées à la raffinerie de Lima en octobre et en novembre et des pannes d'équipement imprévues sont survenues par la suite. À la raffinerie de Toledo, la production a été optimisée conformément à la demande du marché tout au long de 2021. Au quatrième trimestre de 2021, la raffinerie de Toledo a atteint un taux d'utilisation du pétrole brut de 94 %.

Produits des activités ordinaires

Le total des produits des activités ordinaires a augmenté de 10,2 G\$ au quatrième trimestre de 2021 comparativement à la même période en 2020. Les produits des activités ordinaires des secteurs en aval se sont accrus de 7,0 G\$, principalement en raison de la hausse du prix des produits raffinés, ce qui cadre avec l'amélioration des prix de référence moyens des produits raffinés et avec la hausse de la production de produits raffinés attribuable à l'augmentation de la production. Les produits des activités ordinaires ont progressé de 5,5 G\$, sous l'effet surtout de la progression des prix de vente réalisés, qui sont passés de 38,37 \$ le bep en 2020 à 70,02 \$ le bep, cumulée à la hausse des volumes de vente.

Marge d'exploitation

La marge d'exploitation a augmenté au quatrième trimestre de 2021, 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;
- les volumes de vente en amont et les produits raffinés provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement;
- une augmentation des ventes à Foster Creek et à Christina Lake;
- l'accroissement des marges de craquage dans le secteur Fabrication aux États-Unis.

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

- une augmentation des frais de fluidification en raison de la hausse du prix des condensats et des volumes;
- une hausse des redevances, des frais de transport et de fluidification et des charges d'exploitation liées aux actifs acquis dans le cadre de l'arrangement;
- une augmentation des pertes liées à la gestion des risques réalisées imputable à l'écart entre les prix de référence au règlement et les prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques;
- la hausse du coût des NIR ayant eu une incidence sur notre secteur Fabrication aux États-Unis.

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

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ont été considérablement plus élevés en 2021 en raison de l'augmentation de la marge d'exploitation mentionnée plus haut et d'une perte de 100 M\$ liée au projet d'oléoduc Keystone XL. Cette augmentation est en partie annulée par :

- une hausse des charges financières en raison de la charge d'intérêts sur la dette à long terme reprise dans le cadre de l'arrangement;
- l'accroissement des frais généraux et frais d'administration en raison de l'augmentation des effectifs découlant de l'arrangement et de provisions au titre de l'atteinte des cibles liées aux synergies;
- un paiement conditionnel s'établissant à 119 M\$; au quatrième trimestre de 2020, le paiement conditionnel a été comptabilisé dans les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement.

La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au quatrième trimestre de 2021 s'explique essentiellement par l'augmentation des créditeurs et la baisse des débiteurs, annulées en partie par la hausse des stocks au 31 décembre 2021 par rapport au 30 septembre 2021. Au cours du trimestre clos le 31 décembre 2021, les débiteurs ont diminué surtout en raison du moment des rentrées de fonds provenant des clients, des écarts de prix accrus pour le pétrole brut en fin de trimestre comparativement au troisième trimestre et d'une baisse des volumes de vente aux États-Unis. Ces diminutions ont été en partie compensées par la hausse des volumes de vente dans le secteur Sables bitumineux à la clôture du trimestre. L'augmentation des stocks est principalement attribuable à la progression des volumes des stocks de pétrole brut aux raffineries de Foster Creek et de Christina Lake. L'augmentation des débiteurs est liée à la hausse des primes d'intéressement à long terme à payer, à la hausse des achats de condensat à payer, à la hausse des charges conditionnelles à payer et à la hausse de l'impôt exigible.

Résultat net

La perte nette comptabilisée au quatrième trimestre de 2021 était supérieure à celle comptabilisée en 2020 pour les raisons suivantes :

- les charges de dépréciation de 1,9 G\$ dans le secteur Fabrication aux États-Unis en 2021;
- la baisse des profits de change latents par rapport à 2020;
- les provisions au titre de l'atteinte des cibles liées aux synergies;
- la hausse des frais généraux et frais d'administration, des charges financières et de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement;
- une charge d'impôt sur le résultat comparativement à un produit d'impôt en 2020.

Cette augmentation est en partie annulée par :

- la hausse de la marge d'exploitation susmentionnée;
- les reprises de perte de valeur de 378 M\$ dans le secteur Hydrocarbures classiques au quatrième trimestre de 2021;
- les charges de dépréciation de 240 M\$ dans le secteur Hydrocarbures classiques au quatrième trimestre de 2020;
- le profit latent lié à la gestion des risques de 222 M\$ (perte de 49 M\$ en 2020);
- la hausse des autres produits en raison du produit d'assurance lié à l'interruption des activités de la raffinerie de Superior en 2021 et la perte de 100 M\$ liée au projet d'oléoduc Keystone XL.

Dépenses d'investissement

Au quatrième trimestre de 2021, les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 835 M\$ par rapport à 242 M\$ au quatrième trimestre de 2020. Cette hausse s'explique avant tout par la réduction de notre programme d'investissement en 2020 dans le contexte de la COVID-19 et des investissements affectés aux actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ

	Bitume ²⁾	Pétrole léger et moyen	LGN	Gaz naturel ³⁾	Total
Au 31 décembre 2021 (avant redevances) ¹⁾	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Gpi ³⁾)	(Mbep)
Réserves prouvées totales	5 573	45	89	2 219	6 077
Réserves probables	1 850	152	39	959	2 201
Total des réserves prouvées et probables	7 423	197	128	3 178	8 278

	Bitume	Pétrole léger et moyen	LGN	Gaz naturel ³⁾	Total
Au 31 décembre 2020 (avant redevances)	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Gpi ³⁾)	(MMBOE)
Réserves prouvées totales	4 812	7	50	965	5 030
Réserves probables	1 520	6	31	601	1 656
Total des réserves prouvées et probables	6 332	13	81	1 566	6 686

1) Comprend les réserves liées aux actifs de Tucker vendues le 31 janvier 2022, ce qui représente des réserves de 123 millions de barils et de 145 millions de barils avant déduction des redevances en fonction des réserves prouvées totales et des réserves prouvées et probables totales, respectivement.

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

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

Les faits nouveaux survenus en 2021, comparativement à 2020, sont notamment les suivants :

- Les réserves prouvées totales et les réserves prouvées et probables totales de bitume ont augmenté de respectivement 761 millions de barils et 1,1 milliard de barils compte tenu des ajouts dans le cadre de l'arrangement, du meilleur rendement de Christina Lake et de l'approbation réglementaire de nos actifs de production par méthode thermique de Llyodminster, hausse annulée en partie par la production de l'exercice à l'étude.

- Les réserves prouvées totales et les réserves prouvées et probables totales de pétrole brut léger et moyen se sont accrues de respectivement 38 millions de barils et 184 millions de barils compte tenu des ajouts dans le cadre de l'arrangement, de l'actualisation du plan de mise en valeur du secteur Hydrocarbures classiques, de la restructuration de Terra Nova et des facteurs économiques attribuables à l'augmentation du prix des produits. Ces hausses ont été en partie annulées par les cessions au sein du secteur Hydrocarbures classiques de la production de l'exercice à l'étude.
- Les réserves prouvées totales et les réserves prouvées et probables totales de LGN se sont accrues de respectivement 39 millions de barils et 47 millions de barils compte tenu des ajouts dans le cadre de l'arrangement, de l'actualisation du plan de mise en valeur du secteur Hydrocarbures classiques et des facteurs économiques attribuables à l'augmentation du prix des produits. Ces hausses ont été en partie annulées par les cessions au sein du secteur Hydrocarbures classiques et la production de l'exercice à l'étude.
- Les réserves prouvées totales et les réserves prouvées et probables totales de gaz naturel classique se sont accrues de respectivement 1,3 trillion de pieds cubes et 1,6 trillion de pieds cubes compte tenu des ajouts dans le cadre de l'arrangement, de l'actualisation du plan de mise en valeur du secteur Hydrocarbures classiques, de l'approbation du champ MAC en Indonésie et des facteurs économiques attribuables à l'augmentation du prix des produits. Ces hausses ont été en partie annulées par les cessions au sein du secteur Hydrocarbures classiques et la production de l'exercice à l'étude.

Les données relatives aux réserves présentées en date du 31 décembre 2021 se fondent sur une moyenne des prévisions (la « moyenne prévisionnelle des ERIA ») établies par McDaniel & Associates Consultants Ltd. (« McDaniel »), GLJ Ltd. (« GLJ ») et Sproule Associates Limited (« Sproule »). La moyenne prévisionnelle des ERIA à l'égard des prix et des coûts est datée du 1^{er} janvier 2022. L'information comparative au 31 décembre 2020 se fonde sur la moyenne prévisionnelle des ERIA à l'égard des prix et des coûts établie au 1^{er} janvier 2021.

D'autres informations sur l'évaluation de nos réserves et la communication de l'information connexe, conformément au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières, sont présentées dans la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2021. La notice annuelle se trouve sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov, ainsi que sur notre site Web à l'adresse cenovus.com. Les risques et incertitudes importants associés à l'estimation des réserves sont exposés aux sections « Gestion des risques et facteurs de risque » et « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	2021	2020	2019
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :			
Activités d'exploitation	5 919	273	3 285
Activités d'investissement	(942)	(863)	(1 432)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	4 977	(590)	1 853
Activités de financement	(2 507)	837	(2 413)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en devises	25	(55)	(35)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	2 495	192	(595)
Au 31 décembre (en millions de dollars)	2021	2020	2019
Trésorerie et équivalents de trésorerie¹⁾	2 873	378	186
Dettes totales²⁾	12 464	7 562	6 699

1) Le 1^{er} janvier 2021, à la clôture de l'arrangement, nous avons acquis de la trésorerie et des équivalents de trésorerie d'un montant de 735 M\$.

2) Le 1^{er} janvier 2021, à la clôture de l'arrangement, nous avons acquis une dette ayant une juste valeur de 6,6 G\$.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont augmenté en raison principalement de la hausse de la marge d'exploitation et des distributions reçues de la part des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Cette augmentation a été en partie annulée par la variation du fonds de roulement hors trésorerie ainsi que par la hausse des charges financières, des frais généraux et frais d'administration et des frais d'intégration, 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 ainsi que des actifs et des passifs détenus en vue de la vente, notre fonds de roulement s'élevait à 3,8 G\$ au 31 décembre 2021, alors qu'il se chiffrait à 653 M\$ au 31 décembre 2020. L'augmentation du fonds de roulement s'explique avant tout par le fonds de roulement acquis dans le cadre de l'arrangement et par l'amélioration du contexte des prix des marchandises, dont une analyse est présentée à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion. Le fonds de roulement a augmenté en raison du relèvement des stocks et des comptes débiteurs, ce facteur ayant été annulé en partie par la hausse des comptes créditeurs.

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

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont diminué pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 par rapport à 2020, principalement en raison de la trésorerie acquise dans le cadre de l'arrangement, du produit de la sortie d'actifs et de la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. Les entrées de trésorerie ont été en partie annulées par les dépenses d'investissement plus élevées attribuables à l'accroissement de la base d'actifs acquise dans le cadre de l'arrangement.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, nous avons réalisé une offre publique d'achat aux États-Unis totalisant 1,25 G\$ US de billets de premier rang non garantis consistant en une tranche de billets de premier rang non garantis à 2,65 % d'un montant de 500 M\$ US échéant le 15 juillet 2032 et une tranche de billets de premier rang non garantis à 3,75 % d'un montant de 750 M\$ US échéant le 15 février 2052. Nous avons également versé un montant de 2,3 G\$ US pour racheter une partie de nos billets non garantis d'un capital de 2,2 G\$ US. De plus, nous avons remboursé un montant de 77 M\$ sur nos emprunts à court terme et un montant de 350 M\$ sur nos emprunts à long terme renouvelables.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, la société a racheté 17 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, ce qui lui permet de racheter à concurrence de 146,5 millions d'actions ordinaires entre le 9 novembre 2021 et le 8 novembre 2022. Les actions ont été rachetées à un prix moyen de 15,56 \$ par action ordinaire pour un montant total de 265 M\$. Les actions ordinaires ont par la suite été annulées.

Dettes à long terme et dette totale

Au 31 décembre 2021, la dette totale s'établissait à 12,5 G\$ (7,6 G\$ au 31 décembre 2020), dont une tranche de 12,4 G\$ représente la dette à long terme. L'accroissement de la dette totale s'explique avant tout par la reprise, à la clôture de l'arrangement, d'une dette totale dont la juste valeur était de 6,6 G\$. Le montant en capital de la dette reprise de Husky, soit 4,5 G\$, est remboursable aux prêteurs entre 2024 et 2037. Nous avons réduit notre dette totale de 1,7 G\$ depuis la clôture de l'arrangement, tel qu'il est indiqué dans la rubrique « Flux de trésorerie liés aux activités de financement » ci-dessus.

Après la clôture de l'exercice, nous avons annoncé le rachat, le 9 février 2022, d'un montant de 384 M\$ US du capital de nos billets en circulation échéant en 2023 et en 2024.

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

Sources de liquidités disponibles

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

(en millions de dollars)	Échéance	Montant disponible
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Sans objet	2 873
Facilités de crédit engagées		
Facilité de crédit renouvelable – tranche A	Août 2025	4 000
Facilité de crédit renouvelable – tranche B	Août 2024	2 000
Facilités remboursables à vue non engagées		
Cenovus Energy Inc.	Sans objet	1 015
WRB Refining LP (quote-part revenant à Cenovus)	Sans objet	111
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. Au cours de 2021, Fitch Ratings a rehaussé notre notation pour l'amener au niveau « qualité investissement ». Nous entendons bien conserver les notes de crédit d'excellente qualité que nous ont accordées S&P Global Ratings, Moody's Investor Services, DBRS Limited et 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 établies par des agences de notation indépendantes et des conditions du marché.

Aux termes de notre facilité de crédit engagée, nous sommes tenus de conserver un ratio dette/capitaux permanents, tel qu'il est défini dans les conventions d'emprunt, ne dépassant pas 65 %. Notre ratio est nettement en deçà de cette limite.

Facilités de crédit engagées

Au 31 décembre 2021, Cenovus disposait d'une facilité de crédit engagée totalisant 6,0 G\$ qui se compose d'une tranche de 2,0 G\$ échéant le 18 août 2024 et d'une tranche de 4,0 G\$ échéant le 18 août 2025. Au 31 décembre 2021, aucun montant n'avait été prélevé sur la facilité de crédit engagée (néant au 31 décembre 2020).

Facilités remboursables à vue non engagées

Au quatrième trimestre, nous avons annulé et remplacé toutes les facilités remboursables à vue non engagées par de nouvelles facilités remboursables à vue non engagées. Nous disposons de facilités remboursables à vue non engagées de 1,9 G\$, dont une tranche de 1,4 G\$ peut être prélevée à des fins générales, la totalité du montant pouvant servir à l'émission de lettres de crédit. Au 31 décembre 2021, aucun emprunt direct n'avait été effectué (néant au 31 décembre 2020) sur ces facilités de crédit, et des lettres de crédit totalisant 565 M\$ (441 M\$ au 31 décembre 2020) avaient été émises.

WRB Refining LP 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 décembre 2021, WRB avait effectué un prélèvement de 125 M\$ US sur ces facilités, notre quote-part s'établissant à 63 M\$ US (79 M\$) (121 M\$ au 31 décembre 2020). Après la clôture de l'exercice le 31 décembre 2021, WRB a conclu une nouvelle facilité de crédit remboursable à vue d'un montant de 150 M\$ US (notre quote-part s'établissant à 75 M\$ US).

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 décembre 2021 (néant au 31 décembre 2020).

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

Au 31 décembre 2021, les billets non garantis libellés en dollars américains toujours en circulation totalisaient 7,4 G\$ US, et les billets non garantis libellés en dollars canadiens toujours en circulation totalisaient 2,8 G\$.

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\$ US échéant en 2025, des billets à 3,60 % d'un montant de 750 M\$ US échéant en 2027, des billets à 3,50 % d'un montant de 1,25 G\$ US 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 Energy Inc.

Le 13 septembre 2021, la société a réalisé une offre publique d'achat aux États-Unis totalisant 1,25 G\$ US de billets de premier rang non garantis consistant en une tranche de billets de premier rang non garantis à 2,65 % d'un montant de 500 M\$ US échéant le 15 janvier 2032 et une tranche de billets de premier rang non garantis à 3,75 % d'un montant de 750 M\$ US échéant le 15 février 2052.

Comme il est indiqué précédemment, en septembre et en octobre 2021, la société a versé un montant de 2,3 G\$ US pour racheter une partie de ses billets non garantis d'un capital de 2,2 G\$ US. Une prime nette au rachat de 121 M\$ a été comptabilisée dans les charges financières. Les montants de capital des billets non garantis de Cenovus ci-après ont été rachetés :

- billets non garantis à 3,95 % échéant en 2022 – 500 M\$ US (rachetés en totalité);
- billets non garantis à 3,00 % échéant en 2022 – 500 M\$ US (rachetés en totalité);
- billets non garantis à 3,80 % échéant en 2023 – 335 M\$ US;
- billets non garantis à 4,00 % échéant en 2024 – 481 M\$ US;
- billets non garantis à 5,38 % échéant en 2025 – 334 M\$ US.

Après la clôture de l'exercice, nous avons annoncé notre intention de racheter, le 9 février 2022, le solde du montant de 384 M\$ US du capital de nos billets en circulation échéant en 2023 et en 2024.

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 novembre 2023. Au 31 décembre 2021, des émissions de 4,7 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 mesures financières déterminées comme le ratio dette nette/BAIIA ajusté et le ratio dette nette/capitaux permanents. 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. Les composantes des ratios comprennent les capitaux permanents et le BAIIA ajusté. 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 profits ou les pertes latents liés à la gestion des risques, les profits ou pertes de change, le profit lié à la réévaluation, la réévaluation du paiement éventuel, le profit ou la perte à la sortie d'actifs, 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 12 mois. Ces ratios sont utilisés pour gérer la dette globale de Cenovus et servent de mesures de la santé financière générale de la société.

Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

	2021	2020	2019
Ratio dette nette/capitaux permanents (%)	29	30	25
Ratio dette nette/BAIIA ajusté (fois)	1,2x	11,9x	1,6x

Notre ratio dette nette/BAIIA ajusté cible se situe entre 1,0 x et 1,5x en creux de cycle, selon un prix du WTI d'environ 45 \$ US le baril. Ce ratio peut parfois être supérieur à celui ciblé en raison de facteurs comme des prix des marchandises toujours élevés ou toujours faibles. Nous avons pour objectif de maintenir une discipline rigoureuse en matière de capital et de gérer notre structure financière de façon à disposer de liquidités suffisantes à tous les stades du cycle économique. Pour assurer notre 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 décembre 2020, avant l'arrangement, notre ratio dette nette/capitaux permanent était de 30 %. Notre ratio dette nette/capitaux permanent a augmenté à la suite de l'arrangement. Les réductions constantes de la dette nette, décrites à la rubrique « Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement » ci-dessus, avaient ramené notre ratio dette nette/capitaux permanents à 29 % le 31 décembre 2021.

Au 31 décembre 2021, notre ratio dette nette/BAIIA ajusté s'établissait à 1,2x. Ce ratio a diminué depuis le 31 décembre 2020 en raison de la marge d'exploitation supérieure en 2021, ce facteur étant en partie annulé par la hausse de la dette nette découlant de l'arrangement. Pour de plus amples renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion.

Nous respectons toutes les modalités de nos conventions d'emprunt. Aux termes de notre facilité de crédit engagée, nous sommes tenus de conserver un ratio dette/capitaux permanents total, tel qu'il est défini dans les conventions, ne dépassant pas 65 %. Notre ratio est nettement en deçà de cette limite. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les ratios financiers et la structure du capital de la société, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

Capital social et régimes de rémunération à base d'actions

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 pour chaque action ordinaire de Husky. 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 de Cenovus 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 et 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 décembre 2021, environ 2 001 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (1 229 millions au 31 décembre 2020). Se reporter à la note 30 annexe aux états financiers consolidés pour en savoir plus.

Se reporter à la note 32 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour en savoir plus au sujet de nos régimes 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 4 février 2022		
Actions ordinaires ¹⁾	1 995 284	s. o.
Bons de souscription d'actions ordinaires	63 750	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⁾	37 559	23 414
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	14 515	1 371

¹⁾ Comprendent 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.

Dividendes sur les actions ordinaires

En 2021, les dividendes que nous avons versés se sont chiffrés à 176 M\$, soit 0,0875 \$ 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 Cenovus et réexaminée tous les trimestres. Le conseil d'administration a déclaré un dividende au premier trimestre de 0,035 \$ par action ordinaire, payable le 31 mars 2022 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits au 15 mars 2022.

Dividendes sur les actions privilégiées rachetables par anticipation à dividende cumulatif

Des dividendes pour une somme de 34 M\$ ont été versés sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7 en 2021. La déclaration d'un dividende sur les actions privilégiées est à l'entière discrétion du conseil d'administration de Cenovus et réexaminée tous les trimestres. Le conseil d'administration a déclaré un dividende au premier trimestre sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7, payable le 31 mars 2022, pour une somme de 9 M\$.

Décisions relatives aux dépenses d'investissement

Le programme d'investissement de 2022 devrait se situer entre 2,6 G\$ et 3,0 G\$. Nos dépenses d'investissement futures sont axées sur le maintien d'activités d'exploitation fiables et sûres, et visent aussi à positionner la société de manière à accroître la valeur pour les actionnaires et à assurer une production en amont d'environ 800,0 milliers de bep par jour et une production en aval d'environ 555,0 milliers de barils par jour.

Fonds provenant de l'exploitation ajustés et fonds provenant de l'exploitation disponibles

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. C'est le point de départ pour calculer les fonds provenant de l'exploitation disponibles. Les fonds provenant de l'exploitation disponibles constituent une mesure financière hors PCGR qui permet d'évaluer les fonds disponibles dont dispose la société après avoir financé ses programmes d'investissement.

(en millions de dollars)

	2021	2020	2019
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	5 919	273	3 285
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾	7 248	117	3 670
Total des dépenses d'investissement	2 563	841	1 176
Fonds provenant de l'exploitation disponibles ¹⁾	4 685	(724)	2 494
Dividendes en numéraire	210	77	260
	4 475	(801)	2 234

¹⁾ Mesure financière hors PCGR. Consulter la rubrique « Mise en garde sur les mesures financières déterminées » figurant dans le présent rapport de gestion. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour que leur présentation soit conforme à la définition du présent rapport de gestion.

Notre approche relative au cadre financier n'a pas changé. Nous continuerons d'évaluer toutes les possibilités en nous fondant sur un prix du WTI de 45 \$ 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 continuer de consacrer nos fonds provenant de l'exploitation disponibles à la réduction de la dette et de rehausser le rendement pour les actionnaires à mesure de la réalisation de nos objectifs de dette nette.

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 surtout trait aux contrats de transport et aux obligations dont l'échéance initiale est à moins de un an en ont été exclues. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter aux états financiers consolidés.

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 décembre 2021 (en millions de dollars)	2022	2023	2024	2025	2026	Par la suite	Total en amont
Engagements							
Transport et stockage ¹⁾	3 288	3 567	3 373	2 146	2 012	16 600	30 986
Immobilier ²⁾	44	43	52	54	57	658	908
Obligation de financement liée à une entreprise liée comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence ³⁾	68	85	99	90	90	210	642
Autres engagements à long terme	509	156	145	136	150	1 214	2 310
Total des engagements⁴⁾	3 909	3 851	3 669	2 426	2 309	18 682	34 846
Autres obligations							
Dettes à long terme (capital et intérêts) ⁵⁾	561	713	895	2 128	475	14 892	19 664
Passifs relatifs au démantèlement	231	329	569	678	426	4 629	6 862
Paiement conditionnel	238	—	—	—	—	—	238
Obligations locatives (capital et intérêts) ⁶⁾	453	410	384	322	312	3 192	5 073
Total des engagements et des obligations	5 392	5 303	5 517	5 554	3 522	41 395	66 683

1) Comprend des engagements liés au transport au montant de 8,1 G\$ (14,0 G\$ au 31 décembre 2020) qui sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou ont été approuvés mais ne sont pas encore en vigueur. Ces contrats sont d'une durée pouvant aller jusqu'à 20 ans après la date de leur entrée en vigueur.

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

3) A trait aux obligations de financement liées à HCML.

4) Les engagements tiennent compte de la quote-part de Cenovus du contrat sous-jacent.

5) Le 10 janvier 2022, la société a annoncé son intention de racheter la totalité de ses billets à 3,80 % et de ses billets non garantis à 4,00 % en circulation le 9 février 2022. Les échéances à long terme ci-dessus n'ont pas été ajustées pour tenir compte de ce rachat.

6) Obligations locatives visant des locaux à bureaux, notre réseau de vente et au détail, des wagons, des actifs de stockage, des appareils de forage et d'autre matériel de raffinage et mobile.

Au 31 décembre 2021, le total des engagements s'élevait à 34,8 G\$, dont une tranche de 31,0 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.

Nos engagements auprès de HMLP au 31 décembre 2021 comprennent un montant de 2,6 G\$ lié aux contrats de transport et de stockage ainsi qu'à d'autres contrats à long terme.

Au 31 décembre 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.

Transactions entre parties liées

Les opérations conclues avec HMLP sont des transactions entre parties liées puisque nous détenons une participation de 35 % dans HMLP. À titre d'exploitant des actifs détenus par HMLP, nous fournissons des services de gestion pour lesquels nous récupérons les coûts des services. Nous sommes aussi entrepreneur auprès de HMLP et construisons ses installations selon le principe du recouvrement des coûts comportant certaines restrictions. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, nous avons imputé à HMLP 243 M\$ au titre de la construction et des services de gestion.

Nous payons à HMLP des frais d'accès pour avoir recours à ses réseaux pipeliniers pour nos activités de fluidification. Nous payons également HMLP pour les services de transport et de stockage. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, nous avons engagé des coûts de 284 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

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 concrétiser nos objectifs ou nos perspectives, nos initiatives et nos ambitions, à réagir aux changements de notre environnement d'exploitation, à verser un dividende à nos actionnaires et à respecter nos obligations (y compris celles liées au service de la dette) et nuire gravement au cours de nos titres.

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

Gouvernance en matière de risques

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

Facteurs de risque

Le texte qui suit porte sur les risques financiers, les risques d'exploitation, les risques liés à la réglementation, à l'environnement et à la réputation ainsi que les autres risques qui touchent Cenovus. Chacun des risques mentionnés dans le présent rapport de gestion peut, individuellement ou collectivement avec d'autres risques, avoir une incidence significative sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie, notre réputation, notre accès aux capitaux, le coût des emprunts, l'accès à des liquidités, la capacité de financer le versement de dividendes et les plans d'affaires ainsi que le cours de nos actions. Ces facteurs devraient être pris en considération au moment d'investir dans des titres de Cenovus.

Risque lié à la pandémie

La pandémie de COVID-19 (y compris l'émergence de variants de la COVID-19) et les mesures prises par les gouvernements et les autorités sanitaires du monde entier ont créé une incertitude constante qui a entraîné des restrictions, et pourrait en entraîner de nouvelles, sur les déplacements et pour les entreprises ou le retour des mesures imposées auparavant, ou l'imposition de mesures encore plus strictes, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités, nos résultats d'exploitation et notre situation financière. Il est actuellement impossible de prévoir précisément la durée et l'ampleur des répercussions de la pandémie de COVID-19 sur nos employés, nos clients, nos partenaires et nos activités, ni de déterminer à quel moment l'activité économique reviendra à la normale.

La pandémie de COVID-19 peut accroître notre exposition à chacun des risques mentionnés à la présente rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » dans le présent rapport de gestion et mentionnés dans d'autres documents que nous déposons de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. Les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie, la réputation, l'accès à des capitaux, le coût des emprunts, l'accès à des liquidités, la capacité de financer le versement de dividendes et les plans d'affaires de la société pourraient entre autres subir les répercussions défavorables de la pandémie ou de la chute des prix des marchandises résultant des facteurs suivants :

- la fermeture des installations ou le report ou la suspension des grands projets d'investissement en raison de circonstances telles que, notamment, des perturbations ou un manque de main-d'œuvre qui seraient causés par la contamination des travailleurs par la COVID-19, les enjeux découlant des protocoles de sécurité liés à la COVID-19 mis en œuvre par Cenovus ou encore les restrictions imposées par le gouvernement ou les autorités de santé publique sur les déplacements des travailleurs, ce qui pourrait avoir une incidence sur les voyages d'affaires transfrontaliers et les déplacements vers des lieux de travail éloignés, la fermeture obligatoire des installations, des baraquements et des chantiers ou ceux sur lesquels nous comptons, une augmentation de l'attrition des travailleurs, des congés liés à la santé et des absences du travail qui ont une incidence sur l'exploitation;
- des perturbations touchant les chaînes d'approvisionnement mondiales, comme celles affectant la main-d'œuvre de fournisseurs ou de tiers ou l'obligation imposée à ces derniers de cesser leurs activités;
- des flux de trésorerie moindres découlant de la diminution des fonds provenant de l'exploitation disponibles pour financer notre programme de dépenses d'investissement;
- la réduction de la demande de marchandises et des prix des marchandises, ce qui entraîne une réduction des volumes et de la valeur de nos réserves (voir la rubrique « Prix des marchandises » ci-dessous);
- les contraintes au chapitre du stockage et du transport des marchandises donnant lieu à la réduction ou à l'interruption de la production;
- une diminution des volumes de produits raffinés, de la demande de produits raffinés ou des taux d'utilisation des raffineries;
- l'incapacité des contreparties à s'acquitter de leurs obligations contractuelles envers la société ou de le faire en temps voulu;
- l'incapacité à livrer les produits aux consommateurs ou à mettre autrement en marché le pétrole brut, les produits raffinés ou le gaz naturel à cause des restrictions imposées aux frontières, des fermetures de routes ou de ports ou de la mise hors service de pipelines, notamment parce que les exploitants des pipelines auraient des problèmes de main-d'œuvre ou seraient incapables de poursuivre leurs activités pour toute autre raison;
- les capacités de nos systèmes de technologie de l'information et l'éventuelle aggravation des menaces de violation de la cybersécurité ou de la vie privée liée au nombre d'employés, de clients et de partenaires en télétravail qui ont accès à nos réseaux à distance;

- notre capacité à obtenir des capitaux additionnels, notamment toute perturbation de l'accès au financement par emprunt ou capitaux propres causée par l'imprévisibilité des marchés des capitaux et des prix des marchandises ou des changements dans les fondamentaux du marché.

L'ampleur des répercussions de la COVID-19 sur nos activités, nos résultats d'exploitation et notre situation financière dépendra de développements futurs qui sont très incertains et difficiles à prévoir avec précision, notamment la gravité et la durée de la pandémie, ainsi que la propagation du virus ou de ses variants ou la recrudescence des cas de contamination; les mesures prises pour contenir ou traiter la maladie causée par le coronavirus et ses variants, le moment où elles sont prises, leur portée et leur efficacité, y compris la disponibilité, la distribution et l'efficacité des vaccins et des doses de rappel et la participation du public à ce titre; ainsi que la vitesse à laquelle les activités économiques et commerciales pourront revenir à la normale et l'étendue de la reprise. L'incidence potentielle de la pandémie de COVID-19 sur nos activités, nos résultats d'exploitation et notre situation financière pourraient s'aggraver au cours de l'exercice à venir par rapport à 2020 et à 2021. La pandémie de COVID-19 a entraîné et pourrait continuer d'entraîner une grande incertitude sur les marchés, y compris des fluctuations importantes des prix des marchandises, des taux de change, de l'inflation, des taux d'intérêt, du risque de contrepartie et de rendement, ainsi que des niveaux généraux d'investissement et de consommation. Même lorsque la pandémie tirera à sa fin, nos activités pourraient continuer de subir des effets défavorables importants découlant des répercussions économiques de la pandémie à l'échelle mondiale.

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

Nous avons pris des mesures de prévention pour protéger la santé et la sécurité de notre personnel et assurer la poursuite de nos activités dans le contexte de la pandémie de COVID-19. Nous continuons de suivre les directives reçues des gouvernements fédéral, provinciaux, territoriaux, étatiques, régionaux et municipaux et des responsables de la santé publique, et nous avons mis en œuvre des protocoles de dépistage de la COVID-19 pour le personnel qui accède à nos lieux de travail à occupation élevée et à nos camps de travail. Nous disposons également d'un plan de continuité des activités détaillé qui assure le maintien de la sécurité et de la fiabilité de nos activités en cas d'éclosion de la COVID-19 dans l'un de nos milieux de travail. Malgré nos meilleurs efforts, la pandémie de COVID-19 et les mesures correspondantes que nous prenons peuvent entraîner de nouvelles contestations judiciaires et de nouveaux différends, y compris, sans s'y limiter, des recours collectifs.

Risques financiers

Prix des marchandises

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

Le rendement financier de nos installations de sables bitumineux est aussi touché par les prix réduits offerts pour notre production tirée des sables bitumineux comparativement à certains prix de référence internationaux, ce qui est attribuable, en partie, aux contraintes liées à la capacité de transporter et de vendre des produits sur les marchés nationaux et internationaux et à la qualité du pétrole produit. L'approvisionnement en diluants et les coûts y afférents, ainsi que les écarts de prix existant entre le bitume, le pétrole brut léger à moyen et le pétrole brut lourd sont particulièrement importants pour Cenovus. Le bitume coûte plus cher à transformer aux raffineries et, par conséquent, il se négocie généralement à un prix inférieur au prix du marché pour le pétrole brut léger à moyen et le pétrole brut lourd, ce qui, en plus des coûts plus élevés des diluants, peut nuire à notre situation financière.

Notre production de gaz naturel et de LGN est actuellement située dans l'Ouest canadien et en Asie-Pacifique. Parmi les facteurs qui influent sur les prix du gaz naturel et des LGN, on compte notamment l'offre et la demande mondiales et régionales de gaz naturel et de LGN; la concurrence sur le marché; les développements liés au marché pour le gaz naturel liquéfié; les prix et la disponibilité des sources de carburant de remplacement; les mesures prises par des gouvernements ou des organismes de réglementation nationaux ou étrangers qui peuvent avoir une incidence sur les prix des marchandises; la mise en application de la réglementation gouvernementale et environnementale; l'opinion publique à l'égard de l'utilisation de ressources non

renouvelables, dont la gaz naturel et les LGN; la stabilité politique et la situation sociale des pays producteurs de gaz naturel et de LGN; les contraintes liées à l'accès aux marchés et les interruptions de transport (par pipeline, par bateau ou par train); la situation économique; les progrès technologiques; le début ou la poursuite d'une pandémie; les menaces terroristes; les catastrophes naturelles; et les conditions climatiques.

Les prix des produits raffinés sont touchés par un certain nombre de facteurs, tels que l'offre et la demande mondiales et régionales de produits raffinés; la concurrence pratiquée sur le marché; les niveaux de stocks de produits raffinés; la disponibilité de raffineries; les travaux d'entretien prévus et imprévus des raffineries; la réglementation environnementale actuelle et éventuelle, y compris la norme applicable aux combustibles renouvelables des États-Unis et d'autres règlements relatifs à la production et à l'utilisation des produits raffinés et de ressources non renouvelables; les émissions, y compris le carbone, les prix du marché et l'accessibilité et la liquidité de ces marchés; le prix et la disponibilité des sources d'énergie de remplacement; l'opinion publique à l'égard de l'utilisation de produits raffinés; les prix et la disponibilité des sources de carburant de remplacement; les progrès technologiques, le début ou la poursuite d'une pandémie; les catastrophes naturelles; et les conditions climatiques.

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

De plus, en ce qui concerne le niveau de la demande future (et les prix correspondants) du pétrole brut, des produits raffinés, du gaz naturel et des LGN, un intérêt nettement plus marqué a récemment été démontré à l'égard du calendrier et du rythme de la transition vers une économie à plus faibles émissions de carbone. Voir la rubrique « Transition face aux changements climatiques – Demande et prix des marchandises » plus loin. Tous ces facteurs sont indépendants de la volonté de Cenovus et peuvent provoquer une forte volatilité tant des coûts que des prix. Les variations des taux de change accentuent cette volatilité lorsque les prix des marchandises, qui sont généralement fixés en dollars américains, sont présentés en dollars canadiens. Voir la rubrique « Taux de change » ci-après.

Les fluctuations des prix des marchandises, les écarts de prix connexes et les marges de raffinage peuvent influencer sur notre capacité à atteindre les objectifs fixés, la valeur de nos actifs, nos flux de trésorerie et notre capacité à continuer d'exploiter notre entreprise et à financer nos projets. Une baisse importante ou prolongée des prix des marchandises pourrait nous empêcher de respecter l'ensemble de nos obligations financières lorsqu'elles deviennent exigibles et entraîner un retard ou l'annulation de programmes de construction, de mise en valeur ou de forage actuels ou futurs, la réduction de la production, la non-utilisation d'engagements de transport à long terme ou une utilisation réduite de nos raffineries. Les fluctuations des prix des marchandises, les écarts de prix qui en découlent et leur incidence sur les marges de raffinage influent sur la situation financière de la société, ses résultats d'exploitation, ses flux de trésorerie, sa croissance, sa capacité de mobiliser des capitaux et le coût des emprunts qu'elle contracte.

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

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

Nous atténuons notre exposition au risque lié aux prix des marchandises au moyen de l'intégration de nos activités, du recours à des instruments financiers, de contrats à livrer, d'engagements en matière d'accès au marché et généralement de notre accès à des facilités de crédit engagées. Nous avons parfois recours à des instruments dérivés pour gérer notre exposition à la volatilité des prix d'une partie de nos produits raffinés, de notre production de pétrole et de gaz, ainsi que de nos stocks ou des volumes que nous transportons sur de longues distances. Les notes 35 et 36 annexes aux états financiers consolidés et la rubrique « Activités de couverture » ci-après présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels nous avons recours, comme leur classement, les hypothèses formulées lors de l'établissement de leur juste valeur et une analyse plus approfondie des risques qu'ils comportent et de la gestion de ces risques.

Activités de couverture

Notre politique de gestion des risques associés aux marchés, qui a été approuvée par le conseil, permet à la direction d'avoir recours à des instruments dérivés, notamment des contrats à terme négociés en bourse, des options de vente ou d'achat de marchandises et d'autres instruments approuvés, y compris des instruments dérivés négociés hors bourse, au besoin, pour atténuer l'incidence des variations des prix du pétrole brut et des condensats et des écarts sur ces derniers, de la base et des prix du gaz naturel et des écarts sur ce dernier, des LGN, des marges sur les produits raffinés et des marges de craquage, ainsi que des variations des taux de change et des taux d'intérêt. Cenovus peut également conclure des engagements fermes au niveau des prix visant l'achat ou la vente de pétrole brut, de gaz naturel, de LGN et de produits raffinés. Nous utilisons aussi des instruments dérivés sur différents marchés d'exploitation en vue d'optimiser les coûts d'approvisionnement ou la vente de notre production.

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

Il existe un risque que les activités de couverture visant à protéger la société de la possibilité d'une conjoncture de marché défavorable aient pour effet de limiter les avantages que nous pouvons tirer des hausses des variations des prix des marchandises, des taux d'intérêt et des taux de change. Nous pourrions aussi subir des pertes financières découlant de contrats de couverture si nous ne sommes pas en mesure de remplir nos obligations de livraison dans le cadre de la transaction physique sous-jacente. Ces risques sont gérés au moyen de limites de couverture approuvées conformément à notre politique de gestion des risques associés aux marchés.

Les notes 3, 35 et 36 annexes aux états financiers consolidés présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels nous avons recours, comme leur classement, les hypothèses formulées lors de l'établissement de leur juste valeur et une analyse plus approfondie des risques qu'ils comportent et de la gestion de ces risques.

Incidence des activités de gestion des risques financiers

En 2021, en ce qui concerne les dérivés liés aux flux de trésorerie, nous avons réalisé une perte imputable à l'écart entre les prix de référence au règlement et les prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques. Pour ce qui est des dérivés liés à l'optimisation, la perte réalisée s'explique par la décision que nous avons prise de transporter et de stocker nos volumes de pétrole brut et de condensats plutôt que de les vendre, ainsi que par les activités de couverture liées au transport du brut et des condensats. Cenovus adapte ses projets de commercialisation et de transport, qui englobent des actifs de stockage et des pipelines servant à optimiser les gammes de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle, afin de créer des positions sur ses stocks. Au moment où nous prenons la décision de stocker des volumes de pétrole brut et de condensats, il nous est possible de fixer les prix offerts pour les périodes à venir au cours desquelles nous prévoyons de vendre ces stocks; une marge plus élevée est ainsi réalisée au cours de ces périodes, car ces prix sont supérieurs aux prix à court terme. Les profits et les pertes liés à la gestion des risques compensent les fluctuations correspondantes des produits tirés de la vente du produit physique sous-jacent.

Nous avons par ailleurs comptabilisé des pertes latentes sur les instruments financiers liés au pétrole brut pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, en raison principalement des variations des prix des marchandises par rapport aux prix à la clôture de l'exercice précédent et de la réalisation des positions nettes.

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

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

31 décembre 2021	Fourchette de sensibilité	Augmentation	Diminution
Prix du pétrole brut	± 5,00 \$ US/b sur les couvertures basées sur le WTI et le condensat	(225)	225
WCS et condensats – prix différentiel	± 2,50 \$ US/b sur les couvertures différentielles basées sur la production liées au WCS	4	(4)
Produits raffinés – prix de la marchandise	± 5,00 \$ US/b sur les couvertures basées sur le mazout de chauffage et l'essence	(2)	2
Taux de change dollar US/dollar CA	± 0,05 \$ sur le taux de change dollar US/dollar CA	11	(12)

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

Exposition aux contreparties

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

Crédit, liquidité et possibilité d'obtenir un financement

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

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

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

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

Notations

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

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

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

Taux de change

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

des transactions visant à gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change. Toutefois, les fluctuations des taux de change, qui restent indépendants de notre volonté, pourraient avoir un effet défavorable important sur nos flux de trésorerie, nos résultats d'exploitation et notre situation financière. 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.

Taux d'intérêt

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

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

Versement de dividendes et rachat de titres

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

Contrôles et procédures de communication de l'information et contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF »)

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

Risque d'exploitation

Questions liées à l'exploitation (sécurité, environnement et fiabilité)

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

Chacun de ces risques, s'il se matérialise, peut interrompre les activités, nuire à la réputation de la société, causer des blessures corporelles ou des décès, entraîner la perte ou l'endommagement du matériel, des biens, des systèmes de technologie d'information et des systèmes de données et de contrôle connexes, provoquer des atteintes à l'environnement, y compris la pollution de l'eau, de la terre ou de l'air, et donner lieu à des amendes, des poursuites civiles ou des accusations criminelles à l'encontre de Cenovus, et pourrait entraîner un effet défavorable significatif sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie et notre réputation.

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

Pour atténuer les risques auxquels nous sommes exposés, nous nous sommes dotés d'un ensemble de normes, de pratiques et de procédures qui sert à cerner, à évaluer et à atténuer les risques liés à la sécurité, à l'exploitation et à l'environnement à tous les niveaux de l'exploitation. En outre, nous nous efforçons de réduire le risque d'exploitation en maintenant une couverture d'assurance complète relativement à nos actifs et à nos activités. Cependant, nous ne souscrivons pas d'assurance contre toutes les éventualités et perturbations possibles pouvant toucher nos actifs ou nos activités, et rien ne garantit que notre protection d'assurance sera disponible ou suffisante pour couvrir entièrement toutes les demandes de règlement pouvant découler de telles éventualités ou perturbations. La survenue d'un événement qui ne serait pas entièrement couvert par nos polices d'assurance pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Cenovus.

Incidents aériens

Nos activités extracôtières au Canada et en Chine s'appuient sur des déplacements réguliers par hélicoptère. Un accident d'hélicoptère entraînant des blessures, la perte de vies humaines, la fermeture d'installations ou des mesures réglementaires pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités et notre réputation. Ce risque est géré au moyen de processus de gestion des opérations aériennes. Des examens sur la sécurité aérienne sont menés par des spécialistes indépendants afin de vérifier si les fournisseurs de services par hélicoptère respectent nos normes internes et celles du secteur en ce qui a trait à la sécurité aérienne. Des mesures additionnelles propres à l'environnement d'exploitation difficile de la société sont décrites dans les exigences de conception de la société et la formation des pilotes atteint les meilleures pratiques du secteur.

Gestion des glaces

Bien que des mesures exhaustives soient en place pour prévenir les incidents liés à la glace en mer et aux icebergs, nos activités extracôtières dans l'Atlantique au large de Terre-Neuve-et-Labrador sont exposées à un risque d'incidents causés par des icebergs qui peuvent interrompre nos activités, nuire à notre réputation, entraîner la perte de vies, des blessures corporelles ou des dommages au matériel ou à l'environnement, et donner lieu à des mesures réglementaires ou à des litiges contre nous. Nos activités dans la région de l'Atlantique obéissent à un rigoureux programme de gestion des glaces. Nous avons mis en place des politiques pour protéger les personnes, le matériel et l'environnement en cas de conditions climatiques extrêmes et de conditions de glace défavorables, notamment les lignes directrices en cas de conditions météorologiques défavorables pour le navire NPSD SeaRose. Nous continuons de gérer les risques physiques par la conception de dispositifs résistant aux conditions climatiques extrêmes.

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

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

Les interruptions ou les limitations de la disponibilité de ces terminaux et réseaux pipeliniers, maritimes et ferroviaires peuvent aussi limiter la capacité de la société à livrer les volumes de production convenus et pourraient avoir une incidence négative sur les prix des marchandises, les volumes de vente ou les prix reçus pour les produits de Cenovus. Ces interruptions ou limitations peuvent être causées, entre autres, par l'incapacité à exploiter les réseaux de transport pipeliniers, maritimes ou ferroviaires ou se rapporter à des restrictions dans la capacité, si l'approvisionnement du réseau est supérieur à la capacité de l'infrastructure. Rien ne garantit que les tiers fournisseurs de pipelines feront des investissements dans de nouveaux projets de pipelines, qu'une demande visant l'augmentation de la capacité recevra l'approbation des organismes de réglementation, ni qu'une telle approbation mènera à la construction du projet de pipeline ou que ces projets fourniront une capacité de transport suffisante.

Rien ne garantit que le transport ferroviaire, le transport maritime et d'autres formes de transport de la production de la société suffiront à combler les écarts provoqués par les contraintes opérationnelles sur le réseau de pipelines. De plus, le transport ferroviaire ou le transport maritime de Cenovus peuvent être touchés par des retards du service, une météo inclemente, une indisponibilité des wagons, un déraillement de wagons ou d'autres incidents de transport ferroviaire ou maritime qui pourraient avoir une incidence défavorable sur ses volumes de vente ou le prix reçu pour son produit, ou compromettre la réputation de la société, engager sa responsabilité civile ou causer des décès ou des blessures corporelles, la perte de matériel ou de biens ou des dommages à l'environnement. En outre, la réglementation du transport ferroviaire et maritime est constamment revue pour assurer la sécurité de l'exploitation de la chaîne d'approvisionnement. Si les règlements changent, les coûts engagés pour s'y conformer se répercuteront probablement sur les utilisateurs du transport ferroviaire ou maritime, ce qui pourrait influencer sur notre capacité d'expédition par train ou par bateau ou sur les facteurs économiques associés à ces types de transports. Finalement, les arrêts prévus ou imprévus dans les activités de nos raffineries ou des clients de nos raffineries peuvent limiter notre capacité à livrer des produits, ce qui entraînerait des conséquences défavorables sur les ventes et les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation.

Remplacement des réserves et estimation des réserves

Si Cenovus est dans l'impossibilité d'acquérir, de mettre en valeur ou de découvrir des réserves supplémentaires de pétrole brut et de gaz naturel, ses réserves et sa production baisseront considérablement par rapport à leurs niveaux actuels. Sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie dépendent grandement de la production fructueuse des réserves actuelles et de l'acquisition, de la découverte ou de la mise en valeur de réserves supplémentaires. L'exploration, la mise en valeur ou l'acquisition de réserves exige beaucoup de capitaux. Si nos flux de trésorerie sont insuffisants pour financer les dépenses en immobilisations et si les sources externes de capitaux deviennent limitées ou indisponibles, notre capacité de faire les investissements nécessaires pour maintenir et accroître nos réserves de pétrole brut et de gaz naturel sera compromise. De plus, nous pourrions être incapables de découvrir et de mettre en valeur des réserves supplémentaires pour remplacer notre production de pétrole brut et de gaz naturel à des coûts acceptables.

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

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

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

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

Gestion des coûts

Les coûts de mise en valeur, les charges d'exploitation et les coûts de construction sont touchés par un certain nombre de facteurs dont l'élaboration, l'adoption et le succès des nouvelles technologies; les pressions inflationnistes sur les prix; la variation des coûts de la conformité à la réglementation; les retards de programmation; les interruptions de l'infrastructure existante d'accès aux marchés; l'incapacité à observer des normes de qualité de la construction et de la fabrication; les restrictions visant le matériel, y compris le coût ou la disponibilité de matériel d'exploitation pétrolière et gazière, les prix des marchandises, le relèvement du rapport vapeur/pétrole à l'égard des activités d'exploitation des sables bitumineux, l'accroissement du fardeau réglementaire, notamment au chapitre de l'environnement et les perturbations de la chaîne d'approvisionnement, y compris l'accès à une main-d'œuvre qualifiée. Même si nous ne croyons pas que l'inflation ait eu un effet important sur notre entreprise, notre situation financière ou nos résultats d'exploitation à ce jour, si nos coûts de mise en valeur, d'exploitation ou de main-d'œuvre devaient être soumis à des pressions inflationnistes importantes, nous pourrions ne pas être en mesure de compenser entièrement ces coûts plus élevés par des augmentations correspondantes des prix des marchandises. Notre incapacité de gérer les coûts ou d'obtenir l'équipement, les matériaux ou la main-d'œuvre qualifiée nécessaires à nos activités de prospection, de mise en valeur, de construction et d'exploitation au prix prévu, dans les délais prévus, le cas échéant, pourrait avoir une incidence négative importante sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Concurrence

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

Réalisation de projets

Nous gérons divers projets pétroliers, gaziers et de raffinage dans l'ensemble de notre portefeuille mondial d'actifs, y compris la reconstruction actuelle de notre raffinerie de Superior. Le large éventail des risques associés à la mise en valeur et à l'exécution de projets, de même qu'à la mise en service et à l'intégration de nouvelles installations aux actifs existants, peuvent avoir une incidence sur la viabilité économique de nos projets. Ces risques comprennent notamment la capacité de Cenovus à obtenir les approbations environnementales et réglementaires nécessaires, sa capacité à obtenir les accès ou à conclure les ententes d'utilisation des terres s'y rapportant à des modalités favorables, les risques relatifs aux échéanciers, aux ressources et aux coûts, y compris la disponibilité et le coût des matériaux, de l'équipement et de main-d'œuvre qualifiée, l'incidence des perturbations de la chaîne d'approvisionnement, l'incidence de la conjoncture générale et de la situation générale de l'entreprise et des marchés, l'incidence des conditions climatiques, les risques liés à l'exactitude des estimations de coûts des projets, la capacité de la société à financer ses dépenses d'investissement et ses charges, sa capacité à repérer et à réaliser des opérations stratégiques, les répercussions de la pandémie de COVID-19 sur l'exécution et l'échéancier des projets et l'incidence de l'évolution de la réglementation des pouvoirs publics et des attentes du public relativement à l'effet des activités pétrogazières sur l'environnement. La mise en service et l'intégration de nouvelles installations aux actifs existants de la société pourraient retarder l'atteinte des cibles et des objectifs de performance. L'incapacité de gérer ces risques efficacement pourrait nuire considérablement à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation et à nos flux de trésorerie et avoir une incidence sur notre performance au chapitre de la sécurité et de l'environnement, ternissant de ce fait notre réputation et nuisant à l'acceptabilité sociale de nos activités.

Risques relatifs aux partenaires

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

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

contractuelle des dépenses d'investissement, un projet pourrait être retardé et Cenovus pourrait être responsable, en partie ou en totalité, de la part du projet revenant aux partenaires en faute. Si l'un de nos partenaires devenait insolvable, il se peut que les organismes de réglementation pertinents nous ordonnent de nous acquitter des obligations au nom de notre partenaire et que nous ne puissions pas obtenir un remboursement pour ces coûts, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation, notre réputation et nos flux de trésorerie.

Technologie de DGMV

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

Technologie, systèmes d'information et protection des renseignements personnels

Nous comptons beaucoup sur la technologie, y compris la technologie d'exploitation et la technologie de l'information, pour exploiter efficacement notre entreprise. Cela peut comprendre les systèmes sur place (comme les réseaux, le matériel informatique et les logiciels), les réseaux et les systèmes de télécommunications, les applications mobiles et les services infonuagiques. Ces systèmes et services peuvent être fournis par des tiers. Si nous ne sommes pas en mesure d'accéder régulièrement et efficacement à ces systèmes et services, de les utiliser, de nous y fier, de les sécuriser, de les mettre à niveau et de prendre d'autres mesures pour maintenir ou améliorer leur efficacité et leur efficience, leur fonctionnement pourrait être interrompu, entraînant des interruptions des activités ou la perte, la corruption ou la diffusion de données.

Dans le cours normal de ses activités, Cenovus recueille, utilise et stocke des données sensibles, notamment en ce qui concerne la propriété intellectuelle, les renseignements commerciaux de nature exclusive et les renseignements personnels, y compris les renseignements de tiers. Malgré nos mesures de sécurité, nos systèmes et services technologiques peuvent être vulnérables aux attaques (par exemple, par des pirates, des cyberterroristes ou d'autres tiers) ou à des perturbations en raison d'une erreur ou d'un méfait de la part du personnel ou d'un tiers, ou à d'autres perturbations, y compris à la suite de catastrophes naturelles et d'actes d'espionnage d'État ou industriel, de militantisme, de terrorisme ou de guerre. Tout incident du genre pourrait mettre en péril les renseignements utilisés ou stockés sur nos systèmes ou services et entraîner la perte, le vol, l'accès non autorisé, la divulgation, la copie, l'utilisation, la modification, l'élimination ou la destruction de renseignements internes, personnels ou d'autres renseignements de nature délicate, y compris des renseignements liés à nos actifs et à nos activités, à la technologie, à la propriété intellectuelle, aux cartes de crédit d'entreprise ou de détail, des renseignements personnels des clients, des renseignements personnels des employés, des renseignements sur les activités d'exploration, les opérations stratégiques sur le capital, les communications avec les dirigeants et les résultats financiers, ou encore l'incapacité d'y accéder, de les utiliser ou de s'y fier. De telles consultations, communications ou autres pertes de renseignements pourraient mener à des réclamations ou actions en justice, une responsabilité en vertu des lois en matière de protection des renseignements personnels, des pénalités prévues par la réglementation, la perturbation des activités, la fermeture de sites, des fuites ou d'autres conséquences négatives, dont une atteinte à la réputation de Cenovus, ce qui pourrait entraîner un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Sans limiter ce qui précède, ces risques comprennent le risque de cyberfraude ou de cyberattaque dans le cadre desquelles des auteurs de menaces tentent de contourner les contrôles de communication électronique ou de se faire passer pour des membres du personnel interne ou des partenaires d'affaires afin de détourner des paiements et des actifs financiers vers des comptes contrôlés par les auteurs ou d'introduire des rançongiciels dans un ou plusieurs systèmes ou services en vue d'extraire un paiement. Si un fraudeur parvenait à déjouer les mesures de cybersécurité et les contrôles des processus d'affaires de Cenovus, ces cyberrisques pourraient entraîner des pertes financières, des coûts de remise en état et de reprise des activités, et nuire à sa réputation.

La protection des données et la protection des renseignements personnels sont régies par un cadre juridique et réglementaire complexe qui évolue rapidement dans les secteurs où nous exerçons nos activités. Ces lois s'appliquent à une vaste gamme d'activités de traitement des données, y compris, sans s'y limiter, le traitement des renseignements personnels. Par exemple, à compter du 1^{er} novembre 2021, la *Loi sur la protection des informations personnelles* (« LPIP ») est entrée en vigueur en République populaire de Chine. La LPIP est la première loi chinoise détaillée conçue pour réglementer les données en ligne et protéger les renseignements personnels. De plus, le 1^{er} septembre 2021, la *Loi sur la sécurité des données* est entrée en vigueur dans ce pays. Ces lois s'appliquent à une vaste gamme d'activités de traitement des données, y compris, sans s'y limiter, le

traitement des renseignements personnels. De portée extraterritoriale et prévoyant des amendes et pénalités sévères, ces lois en évolution imposent un cadre juridique de plus en plus complexe et complet pour la collecte, l'utilisation et le traitement des renseignements personnels. Le respect de ces lois peut entraîner une augmentation des charges d'exploitation et leur non-respect, des amendes importantes et des sanctions graves, chacune pouvant avoir une incidence négative sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Menaces à la sécurité et menaces terroristes

Les menaces à la sécurité et les activités terroristes ou de militantisme peuvent avoir une incidence sur notre personnel ou sur le personnel de nos partenaires, de nos clients et de nos fournisseurs, et peuvent entraîner des blessures, des pertes de vie, de l'extorsion, des prises d'otage, un enlèvement ou une séquestration, des dommages aux biens de Cenovus ou de tiers ou leur destruction, des incidences sur l'environnement et l'interruption des activités. Une menace à la sécurité, des attaques terroristes ou des activités militantes visant une installation, un terminal, un pipeline, un réseau ferroviaire, un bureau, un navire océanique ou une installation en mer, détenus ou exploités par Cenovus ou l'un ou l'autre de nos réseaux, services, infrastructures, voies d'accès aux marchés ou partenariats, pourraient entraîner l'interruption ou la cessation de volets clés de nos activités. L'issue d'incidents semblables pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos résultats d'exploitation, notre situation financière et notre stratégie commerciale. Nos employés ou contractuels qui vont ou travaillent en Chine courent le risque d'être détenus ou incarcérés. Par conséquent, l'évaluation de la pertinence des déplacements vers la Chine est devenue un processus d'affaires.

Militantisme et perturbation des activités

La mobilisation et le militantisme accrus du public en général, et en lien avec le secteur énergétique et le développement continu de l'énergie à base de combustibles fossiles ont, de temps à autre, entraîné des interruptions temporaires de la mise en valeur, de l'exploitation et du transport du pétrole et du gaz. Cette opposition n'a pas encore touché directement nos installations; cependant, des groupes militants et des particuliers peuvent participer à des manifestations ou des blocus qui pourraient perturber nos installations ou nos activités, ou encore les installations ou les activités dont nous dépendons. Ces perturbations peuvent avoir des répercussions négatives sur notre entreprise, nos activités, notre situation financière ou notre réputation.

Bien que nous ayons des systèmes, des politiques et des procédures conçus pour prévenir ou limiter les effets de tels événements perturbateurs, rien ne garantit que ces mesures seront suffisantes et que de telles perturbations ne se produiront pas ou, si elles se produisent, qu'elles seront corrigées adéquatement et rapidement.

Dirigeants et personnel

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

Litiges

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

Revendications territoriales et de droits autochtones

L'opposition des peuples autochtones à notre entreprise, à nos activités, à nos travaux de mise en valeur ou de prospection dans les territoires où nous exerçons nos activités peut avoir des répercussions négatives sur nous. Ces répercussions comprennent les incidences sur notre réputation, notre relation avec les gouvernements hôtes, les collectivités et d'autres communautés autochtones, le détournement du temps et des ressources de la direction, l'augmentation des dépenses juridiques, réglementaires et autres dépenses de consultation et elles pourraient nuire à nos progrès et à notre capacité de prospecter, de mettre en valeur et de continuer à exploiter des propriétés.

Certains groupes autochtones possèdent des droits ancestraux ou issus de traités établis ou exercés, visant des régions du Canada. Certaines revendications de droits ancestraux et de droits issus de traités, qui peuvent comprendre des revendications de titres ancestraux, sont en suspens et visent des terres où Cenovus exerce des activités. Ces revendications, si elles sont jugées légitimes, pourraient avoir une incidence défavorable significative sur les activités de Cenovus ou le rythme de sa croissance. Il est impossible de garantir que les terrains qui ne sont pas visés à l'heure actuelle par des revendications présentées par des groupes autochtones ne le seront pas à leur tour. Certains groupes autochtones ont également intenté des poursuites privées contre des exploitants de projet pour atteinte aux droits des Autochtones. Si ces poursuites ont gain de cause, elles pourraient avoir une incidence défavorable sur nos activités, nos résultats d'exploitation, notre situation financière ou notre réputation.

Les gouvernements fédéral et provinciaux du Canada ont l'obligation de consulter les peuples autochtones lorsqu'ils envisagent de prendre des mesures qui pourraient avoir une incidence défavorable sur des droits ancestraux ou issus de traités, établis ou prouvés, et, dans certains cas, de tenir compte de leurs intérêts. La portée de l'obligation de consulter qui lie les gouvernements fédéral et provinciaux varie selon les circonstances et fait souvent l'objet de litiges. Remplir l'obligation de consulter les peuples autochtones et, le cas échéant, d'accéder à leurs demandes pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la capacité de Cenovus d'obtenir ou de renouveler des permis, des concessions, des licences et d'autres approbations, ou de respecter les modalités de ces approbations, ou augmenter les délais pour obtenir ou renouveler lesdits permis, concessions, licences et approbations.

De plus, le gouvernement fédéral canadien a adopté une loi qui l'oblige à prendre toutes les mesures nécessaires pour mettre en œuvre la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones (« DNUDPA »). D'autres territoires canadiens ont également présenté ou adopté des projets de loi similaires, ou ont commencé à prendre en considération les principes et les objectifs de la DNUDPA, ou pourraient le faire à l'avenir. Les moyens et les échéanciers de mise en œuvre de la DNUDPA par le gouvernement sont incertains; d'autres processus ont été créés, et d'autres devraient suivre, ou des lois pourraient être modifiées ou promulguées relativement à la mise en valeur et aux activités de projets, ce qui augmente encore l'incertitude à l'égard des échéanciers et des exigences à respecter pour obtenir les approbations réglementaires des projets.

Risque gouvernemental

Les changements apportés aux politiques gouvernementales par les administrations existantes ou à la suite de changements dans les administrations où nous exerçons nos activités ou ailleurs peuvent avoir une incidence sur nos activités et notre capacité à assurer la croissance de l'entreprise. Les restrictions sur la consommation d'énergie tirée des combustibles fossiles, l'activité économique transfrontalière et l'aménagement de nouvelles infrastructures peuvent avoir une incidence sur les possibilités qu'a la société de continuer à croître. Nous sommes déterminés à travailler avec tous les paliers de gouvernement dans les territoires où nous exerçons nos activités pour nous assurer que nos avantages et nos risques opérationnels sont compris et que des stratégies d'atténuation sont mises en œuvre; toutefois, les changements apportés aux politiques gouvernementales échappent en grande partie à notre contrôle et peuvent nuire à nos activités, à nos résultats d'exploitation, à notre situation financière ou à notre réputation.

Risques liés à la réglementation

Le secteur pétrolier et gazier et celui du raffinage en général et nos activités en particulier sont assujettis à la réglementation et à l'intervention des gouvernements en vertu des lois internationales, fédérales, provinciales, territoriales, étatiques, régionales et municipales, dans les pays dans lesquels nous menons des activités d'exploitation, de mise en valeur ou de prospection, relativement à des questions portant, entre autres, sur le régime foncier, les permis accordés aux projets de production, les redevances, les taxes et impôts (dont l'impôt sur le résultat), les droits à verser aux gouvernements, les taux de production, les contrôles de protection de l'environnement, la protection de certaines espèces ou de certains terrains, les affectations du sol provinciales et fédérales, la réduction des GES et d'autres émissions, l'exportation du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits, le transport ferroviaire, maritime ou par pipeline de pétrole brut, la production, la manutention, l'entreposage, le transport, le traitement ou l'élimination de substances dangereuses, l'attribution ou l'acquisition de droits de prospection et de production, de participations visant des sables bitumineux ou d'autres participations, l'imposition d'obligations particulières en matière de forage, le contrôle sur la mise en valeur ou l'aménagement et l'abandon et la remise en état de champs (y compris les restrictions relatives à la production) ou d'installations, et l'expropriation ou l'annulation possible des droits contractuels. Le secteur du raffinage du pétrole aux États-Unis a été et demeure assujetti à une réglementation, à une surveillance et à des mesures d'application environnementales intensives de la part des gouvernements fédéral et étatiques. Des ONG tierces et des groupes de citoyens peuvent également appliquer directement la réglementation environnementale aux États-Unis et sont actives contre le secteur américain du raffinage depuis de nombreuses années. Tout changement au régime de réglementation, y compris la mise en œuvre de nouveaux règlements, la modification de règlements existants ou la modification de leur interprétation pourrait avoir une incidence sur nos projets en cours et prévus ou faire augmenter les dépenses d'investissement et les charges d'exploitation ou de conformité, ce qui pourrait avoir un effet négatif sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie et notre réputation. Pour atténuer ces risques, nous avons des programmes de réglementation qui couvrent l'engagement des parties prenantes, les émissions atmosphériques, les rejets dans l'eau, l'exploitation des puits profonds, la gestion des déchets solides et dangereux, les déversements et les problèmes de contamination hérités.

Autorisations des organismes de réglementation

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

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

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

Nous tenons à jours des estimations de nos passifs ARA; cependant, il est possible que ces coûts varient radicalement avant le démantèlement, en raison des changements à la réglementation et à la technologie ainsi qu'à l'accélération du calendrier de démantèlement et à l'inflation, entre autres variables. Pour l'exploitation extracôtière dans l'Atlantique, la valeur actualisée des coûts d'abandon et de démantèlement des puits et installations au large est estimée en fonction des règlements, procédures et coûts actuels pour le démantèlement, la majorité des travaux devant être effectués vers 2030.

En Alberta, le régime de responsabilité ARA comprend l'Orphan Well Fund, géré par l'Orphan Well Association (l'« OWA »). L'OWA, qui administre les actifs orphelins, est financée à même les droits imposés aux titulaires de permis, dont Cenovus, en fonction de leur quote-part dans les obligations réputées d'ARA relativement aux installations de pétrole et de gaz, aux puits et aux sites non remis en état en Alberta. La valeur globale des obligations d'ARA assumées par l'OWA a augmenté au cours des dernières années et se maintiendra à ces niveaux élevés jusqu'à ce que l'OWA ait démantelé un nombre important de puits orphelins. L'OWA pourrait chercher un financement additionnel pour ces obligations auprès des participants du secteur, notamment Cenovus.

En 2021, l'AER a adopté une nouvelle évaluation globale de la capacité des titulaires de permis qui donne à l'AER un pouvoir discrétionnaire et des critères supplémentaires pour l'examen de l'admissibilité au permis et des demandes de transfert, la perception de dépôts de garantie ou l'obligation d'effectuer des travaux d'ARA. En janvier 2022, l'AER a imposé aux titulaires de permis l'obligation d'effectuer des dépenses annuelles minimales pour les travaux d'ARA en fonction de leur quote-part du passif à l'égard des puits inactifs. Un programme semblable devrait être mis en œuvre en Saskatchewan en 2023.

Les titulaires de permis qui sont considérés à risque élevé ou ceux qui ont des obligations d'ARA élevées relativement à leur base d'actifs pourraient être touchés par ces nouvelles exigences financières, y compris nos contreparties potentielles. Cette situation pourrait entraîner des insolvabilités dans l'avenir, donc une croissance des actifs orphelins. De plus, cela pourrait avoir une incidence sur notre capacité de transférer nos licences, nos approbations ou nos permis et entraîner un accroissement des coûts et des retards ou encore entraîner la modification de projets ou de transactions ou leur abandon.

Nous avons établi un programme de surveillance continue de l'environnement aux emplacements de détail que nous détenons ou louons; des mesures d'assainissement sont prises au besoin afin de respecter les obligations contractuelles et juridiques. Le coût de ces mesures d'assainissement dépend de facteurs incertains tels que l'ampleur et le type des mesures requises. En raison de l'incertitude inhérente au processus d'estimation, il est possible que les estimations existantes doivent être revues et que les conditions en vigueur à certains emplacements de détail occasionnent des coûts dans l'avenir. Ces coûts futurs ne peuvent être déterminés en raison de l'incertitude entourant l'échéancier et l'ampleur des mesures d'assainissement qui pourraient être nécessaires.

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

Régimes de redevances

Nos flux de trésorerie peuvent être directement touchés par des modifications des régimes de redevances. Les gouvernements des pays dans lesquels nous détenons des actifs productifs reçoivent des redevances relativement à la production d'hydrocarbures sur des terrains à l'égard desquels ils détiennent respectivement les droits miniers et que nous produisons en vertu d'une entente avec chacun des gouvernements. Les gouvernements des pays dans lesquels nous détenons des actifs productifs reçoivent des

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

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

Le 1^{er} juillet 2020, le nouvel ACEUM est entré en vigueur, remplaçant l'Accord de libre-échange nord-américain (« ALENA »). L'ACEUM comprend une modification à la règle d'origine pour permettre la présence d'un maximum de 40 % de diluants non originaires qui sont ajoutés aux fins du transport dans les pipelines sans que cela ait d'incidence sur le statut initial du pétrole, ce qui permet aux produits canadiens expédiés aux États-Unis d'être plus facilement admissibles au traitement en franchise de droits aux termes de l'ACEUM. La lettre sur l'énergie négociée entre le Canada et les États-Unis en marge de l'ACEUM prévoit aussi des mesures de transparence en matière de réglementation et un traitement non discriminatoire en ce qui concerne l'accès aux installations de transmission électrique et aux réseaux de pipelines, ce qui pourrait constituer un avantage pour le secteur canadien du pétrole lourd. Bien que le processus de certification de l'origine demeure incertain, puisque la documentation requise est déterminée au cas par cas, il s'agit d'une amélioration prometteuse par rapport à la règle sur l'origine de l'ALENA.

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

Risque lié à la main-d'œuvre

Nous employons une main-d'œuvre syndiquée pour l'exploitation de certaines installations. Des relations difficiles avec les employés et des conflits de travail pourraient entraver l'exploitation de ces installations. En date du 1^{er} janvier 2022, environ 7,2 % de nos employés étaient représentés par des syndicats en vertu de conventions collectives, ce qui comprend un peu plus de 50 % de notre effectif aux États-Unis. Dans les lieux de travail syndiqués, il y a un risque de grève ou d'arrêt de travail. Toute grève ou tout arrêt de travail pourrait avoir des effets négatifs importants sur notre entreprise, notre réputation, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Pendant les négociations contractuelles, les mesures d'atténuation des arrêts de travail et les plans d'intervention d'urgence s'accompagnent de dépenses supplémentaires appréciables pour assurer la continuité des activités en cas de grève ou d'arrêt de travail. De plus, nous pourrions ne pas être en mesure de renouveler ou de renégocier des conventions collectives à des conditions satisfaisantes ou pas du tout et, ce faisant, nous pourrions faire augmenter nos coûts. Toute renégociation de nos conventions collectives actuelles peut entraîner des conditions moins favorables pour nous, ce qui influencerait négativement et sensiblement sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Par ailleurs, des employés ne faisant actuellement pas partie d'une convention collective pourraient chercher à être représentés à l'avenir et d'autres sections de notre main-d'œuvre pourraient de temps à autre chercher à s'organiser en syndicats. Des tentatives futures de syndicalisation ou des changements dans la législation ou la réglementation pourraient provoquer des pénuries de main-d'œuvre, augmenter les coûts de la main-d'œuvre et se répercuter sur les salaires, les avantages sociaux et l'emploi, particulièrement pendant les périodes de maintenance ou de construction critiques, ce qui augmenterait nos coûts, réduirait nos produits ou restreindrait notre flexibilité opérationnelle.

Risque lié au développement international et à la géopolitique mondiale

Nous sommes exposés aux risques financiers et opérationnels associés à l'incertitude des relations internationales. Notre entreprise comprend des actifs en Asie-Pacifique situés en mer de Chine méridionale et dans le détroit de Madura au large de l'Indonésie, ainsi que des ententes de coopération avec la China National Offshore Oil Corporation ou ses filiales (collectivement, la « CNOOC »), qui exploite également certains de ces actifs.

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

Par ailleurs, nos activités pourraient subir les contrecoups des facteurs suivants : instabilité ou événements politiques, économiques ou sociaux, notamment la renégociation ou l'annulation d'ententes ou de traités, l'imposition de règlements, d'embargos, de sanctions et de politiques budgétaires coûteux, les changements dans les lois régissant les activités existantes, les contraintes financières, dont les restrictions du change et les fluctuations du change, l'imposition exagérée, le comportement de représentants gouvernementaux internationaux, les associés de coentreprise ou les tiers représentants. Plus précisément, nos actifs en Asie-Pacifique exposent Cenovus aux changements dans les relations États-Unis-Chine et Canada-Chine, notamment la montée des tensions et des représailles possibles.

En réponse aux sanctions étrangères, la Chine a adopté de multiples lois de blocage visant à réduire l'efficacité et les conséquences des sanctions commerciales étrangères. Plus précisément, la Chine a adopté un règlement qui lui donne le pouvoir d'annuler unilatéralement les effets de certaines restrictions étrangères jugées injustifiées pour les ressortissants et les entités chinoises, qui sont entrées en vigueur le 9 janvier 2021. De plus, la Chine a adopté le 10 juin 2021 une loi anti-sanctions étrangères. La loi anti-sanctions étrangères accorde le droit de prendre des contre-mesures correspondantes si un pays étranger viole le droit international et les normes fondamentales des relations internationales ou adopte des mesures discriminatoires restrictives à l'encontre d'entités et de ressortissants chinois, et s'ingère dans les affaires internes de la Chine. Le libellé de la loi anti-sanctions étrangères est très large et, au-delà des lois elles-mêmes, peu de directives ont été fournies sur la façon dont les lois de blocage seront appliquées par le gouvernement chinois et mises en œuvre par le truchement des droits d'action privés créés par ces lois. L'ampleur et le manque de spécificité de ces lois créent un risque et une incertitude supplémentaires pour les entreprises étrangères qui exercent leurs activités en Chine, car elles peuvent entraîner des règles et des règlements conflictuels dans les pays d'origine et d'accueil.

Bien que les restrictions formelles à l'exportation imposées à la Chine et aux entités chinoises (y compris le placement de CNOOC sur la liste des entités du département du Commerce des États-Unis) n'aient pas encore eu de conséquences significatives sur nos activités commerciales en Asie, l'augmentation des restrictions à l'exportation imposées à la Chine et aux entités chinoises peut restreindre la portée de certains approvisionnements pour nos activités en Asie et avoir un effet négatif sur l'efficacité opérationnelle, les résultats d'exploitation, la situation financière ou la réputation.

Si les États-Unis (et ses partenaires commerciaux), le Canada, la Chine et d'autres pays adoptent des mesures additionnelles, la capacité des entreprises étrangères à participer à des projets et à opérer dans certains secteurs de l'économie chinoise, notamment dans le secteur de l'énergie, pourrait s'en trouver limitée ou restreinte. La nature, l'étendue et l'ampleur des effets des relations commerciales dynamiques ne peuvent être prévues avec précision et pourraient avoir des effets négatifs importants sur notre entreprise, nos perspectives, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie et notre réputation.

Les sanctions imposées par les États-Unis à la Chine n'empêchent pas ou n'entravent pas considérablement nos activités en Asie, mais elles pourraient le faire à l'avenir, surtout si les sanctions américaines contre la CNOOC étaient élargies. Nous ne pouvons prévoir avec précision si des politiques américaines ou canadiennes pouvant influencer sur les activités actuelles ou futures de la CNOOC, des autres partenaires internationaux de Cenovus ou de Cenovus même seront mises en œuvre. Nous ne pouvons pas non plus prédire si les États-Unis resserreront leurs restrictions ou quelle sera l'incidence des mesures gouvernementales sur les opérations extracôtières de Cenovus en Asie. De même, il est possible que les États-Unis ou le Canada imposent des restrictions ou des sanctions à la CNOOC ou aux autres partenaires internationaux de Cenovus, influant ainsi sur nos opérations extracôtières en Asie.

En outre, il est possible que notre partenariat avec la CNOOC nous attire une attention non souhaitable des médias, nous plaçant dans une position où nous sommes mal perçus des investisseurs au Canada, aux États-Unis et dans le monde, faisant en sorte que le cours de nos actions baisse et que notre réputation soit ternie.

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

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

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

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

Risques liés aux changements climatiques

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

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

Risques liés à la transition – politiques et législatifs

Réglementation en matière de changements climatiques

Nous exerçons nos activités dans plusieurs territoires qui réglementent ou ont proposé de réglementer les émissions de GES, souvent dans le but de faire la transition à une économie à faibles émissions de carbone. Certains de ces règlements sont en vigueur, tandis que d'autres en sont à diverses étapes d'examen, de discussion ou de mise en œuvre. Des incertitudes existent quant à l'échéancier et aux effets de cette réglementation émergente et des autres mesures législatives envisagées, notamment la façon dont elles pourront être harmonisées; il est donc difficile de déterminer avec exactitude les coûts qu'elles entraîneront et leur incidence sur nos fournisseurs. Des modifications additionnelles des lois sur les changements climatiques pourraient avoir une incidence défavorable sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie, mais cette incidence ne peut être établie de manière fiable et précise à l'heure actuelle.

Le gouvernement du Canada a annoncé que la taxe sur le carbone atteindra 170 \$ par tonne d'équivalent CO₂ en 2030. Pour atteindre cet objectif, le prix imposé du carbone augmentera, chaque année jusqu'en 2030, de 15 \$ la tonne d'équivalent CO₂, à partir du taux de 50 \$ la tonne d'équivalent CO₂ de 2022. Dans la mesure où le régime de tarification du carbone d'une province ne respecte pas les critères de rigueur du système fédéral, le filet de sécurité fédéral sur la tarification du carbone s'applique. La plupart de nos grandes installations émettrices sont exploitées en Colombie-Britannique, en Alberta, en Saskatchewan ou à Terre-Neuve-et-Labrador, où la réglementation provinciale sur la tarification du carbone s'applique. Ces programmes provinciaux devraient continuer d'être considérés comme équivalents au système fédéral de tarification du carbone.

Le gouvernement du Canada a mis en œuvre un règlement pour permettre la réduction des émissions de méthane du secteur du pétrole brut et du gaz naturel de 40 % à 45 % par rapport aux niveaux de 2012 d'ici 2025. Les exigences réglementaires relatives aux émissions fugitives et aux gaz d'évacuation pendant la complétion de puits et l'utilisation de compresseurs sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2020. D'autres restrictions concernant les limites d'évacuation des installations de production et les plafonds d'évacuation pendant l'utilisation de dispositifs pneumatiques devraient entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2023. Certaines provinces ont depuis mis en œuvre des règlements provinciaux sur le méthane qui ont été jugés équivalents aux exigences fédérales. Le gouvernement du Canada a annoncé une cible supplémentaire visant à réduire, d'ici 2030, les émissions de méthane provenant du pétrole et du gaz d'au moins 75 % par rapport aux niveaux de 2012. De plus amples renseignements sur les mesures précises qui permettent de réduire les émissions à ce niveau sont attendus au cours de la prochaine année.

Les États-Unis n'ont pas de loi fédérale établissant des cibles pour la réduction des émissions de GES de nos installations américaines ou fixant des limites individualisées à cet égard. La norme applicable aux carburants renouvelables a été créée pour réduire les émissions et les risques liés à ce programme sont décrits ci-dessous. De plus, l'Environmental Protection Agency (« EPA ») fédérale a promulgué des règlements relatifs à la divulgation et au contrôle des émissions de GES, et pourrait continuer de le faire. Depuis 2010, en vertu du Greenhouse Gas Reporting Program (le « GHGRP ») de l'EPA, les installations qui relâchent plus de 25 000 tonnes d'émissions de CO₂ par an sont tenues de divulguer ces émissions sur une base annuelle. En plus de la divulgation des émissions directes de CO₂, le GHGRP oblige les raffineries à estimer les émissions de CO₂ susceptibles de provenir de la combustion subséquente des produits de la raffinerie. Au début de 2021, les États-Unis ont signé l'Accord de Paris et ont par la suite annoncé un objectif de réduction des émissions de GES de 50 % à 52 % par rapport aux niveaux de 2005 pour 2030. Il est trop tôt pour évaluer l'incidence que ces mesures pourraient avoir sur notre entreprise, notre situation financière ou nos résultats d'exploitation.

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

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

Normes relatives aux carburants à faible teneur en carbone

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

Environnement et Changement climatique Canada devrait publier le règlement définitif sur la Norme sur les combustibles propres en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* au printemps 2022, et le nouveau règlement devrait entrer en vigueur en décembre 2022. Le gouvernement fédéral a déclaré qu'au fil du temps, la Norme sur les combustibles propres remplacerait le Règlement sur les carburants renouvelables actuel qui exige que les producteurs et importateurs de carburants de transport achètent un certain nombre d'unités de conformité de carburants renouvelables correspondant au volume de carburant qu'ils produisent ou importent. Le nouveau cadre réglementaire proposé définirait les exigences relatives à l'intensité en carbone pour certains combustibles liquides et établirait les règles relatives à l'échange des crédits de conformité. Les exigences relatives à l'intensité en carbone stipulées dans la Norme sur les combustibles propres deviendraient plus contraignantes avec le temps; elles seraient différentes pour les divers types de carburants et refléteraient le potentiel de réduction des émissions correspondant. Les parties assujetties à la réglementation, qui peuvent comprendre les producteurs et les importateurs de combustibles, auraient une certaine souplesse en ce qui concerne la façon de réduire les émissions de carbone produites par les combustibles au Canada. La Norme sur les combustibles propres risque d'avoir une incidence sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie, mais il est difficile de la prévoir ou de la quantifier à l'heure actuelle.

Normes applicables aux carburants renouvelables

Nos activités de raffinage aux États-Unis sont assujetties à diverses lois et divers règlements qui imposent des exigences strictes et coûteuses. L'EPA a mis sur pied le programme relatif à la norme applicable aux combustibles renouvelables qui prescrit qu'un certain volume de carburants renouvelables vienne remplacer ou réduire la quantité de certains carburants de transport à base de pétrole vendue ou importée aux États-Unis. Les parties assujetties à ce programme, y compris les entreprises de raffinage ou d'importation d'essence ou de diesel, doivent respecter les cibles fixées par l'EPA des États-Unis en mélangeant certains types de carburants renouvelables au carburant de transport ou en achetant des NIR sur le marché libre auprès d'autres parties.

Cenovus et ses partenaires d'exploitation de raffineries observent la norme applicable aux combustibles renouvelables des États-Unis en mélangeant les combustibles renouvelables fabriqués par des tiers et en achetant des NIR sur le marché libre où leurs prix fluctuent. Nous ne pouvons prédire les prix futurs des NIR et des mélanges de combustibles renouvelables, et les coûts pour obtenir les NIR et les mélanges de combustibles nécessaires pourraient être élevés. Notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie pourraient changer sensiblement si nous sommes tenus de payer des prix nettement plus élevés pour les NIR et les mélanges de combustibles afin de nous conformer aux exigences de la norme. Nous avons mis en œuvre un programme pour atténuer le risque à la fluctuation des prix pour les NIR dans le contexte de la norme applicable aux combustibles renouvelables

Normes sur les émissions de gaz à effet de serre des véhicules légers

Aux États-Unis, l'EPA a finalisé les nouvelles normes d'économie de carburant applicables aux fabricants d'automobiles. La règle impose de nouvelles normes fédérales sur les émissions de GES pour les automobiles à passagers et les camions légers en établissant des normes d'économie de carburant pour les années modèles 2023 à 2026. On s'attend à ce que ces normes donnent lieu à des valeurs moyennes d'économie de carburant de 40 milles par gallon. L'intention déclarée de l'EPA est d'inciter les fabricants d'automobiles à produire davantage de véhicules électriques et de tracer la voie vers un avenir de transport sans émissions. L'EPA a déclaré qu'elle avait l'intention d'adopter de nouvelles règles pour établir des normes d'émissions de multipolluants pour l'année modèle 2027 et les années suivantes. L'incidence que ces normes peuvent avoir sur la demande future (et les niveaux de prix correspondants) de nos produits est inconnue et dépend d'un certain nombre de facteurs. Voir la rubrique « Transition face aux changements climatiques – Demande et prix des marchandises » plus loin.

Litiges liés aux changements climatiques

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

Risques liés à la transition – Technologie

Nous dépendons, entre autres, de la disponibilité et de l'évolutivité des technologies existantes et émergentes pour atteindre nos objectifs d'affaires, y compris nos cibles ESG. Les limites liées au développement, à l'adoption et au succès de ces technologies ou au développement de technologies perturbatrices pourraient avoir une incidence négative sur notre résilience à long terme.

Risques liés à la transition – Marché

Demande et prix des marchandises

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

Accès aux marchés

L'opposition aux projets pipeliniers nouveaux et élargis a été soumise à l'influence, entre autres, des préoccupations au sujet des émissions de GES associées à la mise en valeur de l'énergie à partir de combustibles fossiles et à la combustion de combustibles à l'utilisation finale. Des préoccupations supplémentaires au sujet des déversements de pipelines peuvent créer une opposition aux projets de pipelines à l'échelle locale. Notre incapacité d'optimiser l'accès au marché pour la livraison de notre production ou le raffinage de la charge d'alimentation peut avoir une incidence négative sur nos activités, notre situation financière, nos flux de trésorerie et nos résultats d'exploitation.

Accès aux capitaux et aux assurances

Les marchés des capitaux s'adaptent aux risques que posent les changements climatiques et, par conséquent, l'évolution des politiques en matière de décarbonisation adoptées par les investisseurs institutionnels, les agences de notation de crédit, les prêteurs et les assureurs ou la stigmatisation de l'industrie pétrolière et gazière pourraient nuire à notre capacité d'accéder à des sources de capitaux et à obtenir une couverture d'assurance adéquate ou prudente. Certaines compagnies d'assurances ont pris des mesures ou annoncé des politiques visant à limiter la protection des sociétés qui dégagent une partie ou la totalité de leurs revenus du secteur des sables bitumineux. En raison de l'adoption de ces politiques, les primes et les franchises d'une partie ou de la totalité de nos polices d'assurance pourraient augmenter considérablement. Dans certains cas, la protection d'assurance peut être réduite ou n'est pas disponible. Par conséquent, nous pourrions être dans l'incapacité de renouveler nos polices actuelles ou d'obtenir la protection d'assurance que nous souhaitons selon des modalités commerciales raisonnables ou ne pas pouvoir nous en procurer une. De plus, certaines institutions financières ont pris des mesures ou annoncé des politiques liées à la décarbonisation de leurs portefeuilles de prêts. Par conséquent, les coûts de financement pourraient augmenter au fil du temps et nous pourrions ne pas être en mesure de refinancer notre dette, de renouveler ou de prolonger des facilités de crédit ou d'obtenir du financement supplémentaire à des coûts et à des taux d'intérêt raisonnables, ou même pas du tout. L'expansion future de notre entreprise pourrait dépendre de notre capacité à obtenir des capitaux supplémentaires, que ce soit par voie d'emprunts ou d'émissions de titres de capitaux propres. Voir plus haut la rubrique « Crédit, liquidité et possibilité d'obtenir un financement ».

Précision des scénarios et des hypothèses climatiques

Nous intégrons l'incidence potentielle de la réglementation sur les GES et le coût du carbone à divers niveaux de prix dans nos processus de planification des activités. Afin d'atténuer l'incertitude entourant la réglementation future des émissions, nous évaluons nos plans de développement en fonction d'un éventail de scénarios de limitation des émissions de carbone. Depuis plusieurs années, nous tenons compte des scénarios de l'Agence internationale de l'énergie (« AIE ») dans notre planification stratégique, et nous effectuons des évaluations continues des scénarios des secteurs public et privé. Bien que la direction soit d'avis que nos estimations liées au climat sont raisonnables, harmonisées avec les règlements actuels, en instance et futurs, et éclairées par les scénarios climatiques de l'AIE, elles sont fondées sur de nombreuses hypothèses qui, si elles sont fausses, pourraient avoir un effet négatif important sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation. Plus précisément, les estimations liées au climat influencent notre planification financière et nos décisions d'investissement. Étant donné que nous planifions et évaluons les occasions en nous fondant partiellement sur des estimations liées au climat, les variations entre les résultats réels et nos attentes peuvent avoir un effet négatif important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, notre réputation et nos flux de trésorerie.

Militantisme des actionnaires

Le militantisme des actionnaires a augmenté de façon générale et dans le secteur de l'énergie, et les investisseurs peuvent de temps à autre tenter d'apporter des changements à nos activités ou à notre gouvernance, en ce qui concerne les changements climatiques ou autrement, que ce soit au moyen de propositions d'actionnaires, de campagnes publiques, de sollicitations de procurations ou autrement. De telles mesures pourraient avoir une incidence négative sur nos activités en détournant notre conseil et nos employés des principales activités de l'entreprise, ce qui nous obligerait à engager des honoraires de consultation plus élevés et des frais connexes, nuirait à notre capacité de mener à bien des transactions et des plans stratégiques et susciterait un sentiment d'incertitude quant à l'orientation future de nos activités. Ce sentiment d'incertitude pourrait, à son tour, rendre plus difficile la rétention des employés et entraîner une fluctuation importante du cours de nos titres.

Risques liés à la transition – Réputation et perception du secteur pétrolier et gazier par le public

Le développement de l'énergie à base de combustibles fossiles, et plus particulièrement la mise en valeur des sables bitumineux en Alberta a retenu une attention considérable au chapitre de l'impact sur l'environnement, des changements climatiques, des émissions de GES et de la réconciliation avec les Autochtones. Les inquiétudes au sujet des sables bitumineux pourraient nuire, directement ou indirectement, à la rentabilité de nos projets en cours de sables bitumineux et à la viabilité de nos projets futurs dans ce secteur en créant une incertitude réglementaire considérable de même qu'une incertitude sur le plan économique et opérationnel. L'opposition et la stigmatisation accrues du public à l'égard du secteur pétrolier et gazier, et en particulier de l'industrie des sables bitumineux, pourraient entraîner une restriction de l'accès à l'assurance, aux liquidités et au capital, ainsi que des changements dans la demande pour nos produits, ce qui pourrait nuire à nos activités, notre situation financière ou nos résultats d'exploitation.

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

Changements climatiques – Risques physiques

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

Les changements climatiques peuvent également accroître la fréquence des conditions météorologiques extrêmes qui peuvent avoir une incidence négative sur notre exploitation, nos activités et nos résultats financiers. Plus précisément, nos activités menées dans la région de l'Atlantique peuvent être touchées par des conditions climatiques rigoureuses : vents, inondations, variations de température, qui contribuent à la fonte de la calotte glaciaire et accentuent la création d'icebergs. Les icebergs au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador présentent un risque pour les installations de production de pétrole de l'Atlantique. Un incident opérationnel mettant en cause un iceberg peut entraîner des déversements, des dommages aux biens et une perturbation de la production. Les changements climatiques peuvent susciter une augmentation du niveau de risque, ce qui entraîne une augmentation ou des exigences supplémentaires en matière d'atténuation.

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

Risques liés à la réglementation en matière d'environnement

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

Nous estimons que la réglementation en matière d'environnement peut changer, ce qui pourrait rallonger les délais d'approbation des licences et des permis critiques et entraîner des normes plus strictes, en ce qui a trait à leur application, l'augmentation des amendes et des obligations, l'imposition de limites relatives aux émissions, la hausse des coûts liés à la conformité et l'augmentation des coûts de fermeture, de restauration et d'assainissement écologique. La complexité de l'évolution du cadre réglementaire en matière d'environnement rend ardue toute prédiction quant aux répercussions éventuelles sur nos activités.

Le respect de la réglementation en matière d'environnement nécessite des dépenses importantes. Nos dépenses d'investissement et nos charges d'exploitation pourraient continuer d'augmenter en raison, notamment, de développements influant sur notre entreprise, nos activités, nos plans et nos objectifs, et de changements apportés à la réglementation existante en matière d'environnement, ou de l'entrée en vigueur de nouveaux règlements. Le défaut de respecter la réglementation en matière d'environnement peut entraîner notamment l'imposition d'amendes, de pénalités et d'ordonnances de protection de l'environnement, de poursuites, ainsi que la suspension des activités, et il pourrait entacher notre réputation. Le coût du respect de la réglementation en matière d'environnement et de la résolution des problèmes de non-conformité pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. L'adoption de nouveaux règlements environnementaux ou des changements dans l'interprétation ou la modification des règlements environnementaux en vigueur visant le pétrole brut, le gaz naturel, les LGN et l'industrie du raffinage en général pourraient réduire la demande pour nos produits, ainsi que déplacer la demande d'hydrocarbures vers des sources à faibles émissions de carbone et avoir une incidence sur nos perspectives à long terme.

La réglementation environnementale des États-Unis et l'application rigoureuse des règlements par les organismes de réglementation présentent des enjeux et des risques pour nos activités aux États-Unis. De nouvelles normes d'émissions, des normes de qualité de l'eau plus strictes et les règlements visant les nouvelles enceintes de confinement comme les substances perfluoroalkylées et polyfluoroalkylées (« PFAS ») peuvent faire augmenter les coûts de conformité, exiger des projets

d'investissement, allonger les délais de mise en œuvre des projets et avoir un effet négatif sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Les organismes de réglementation américains sont en train d'évaluer si les substances PFAS devraient être caractérisées comme des déchets dangereux définis dans la réglementation, ce qui pourrait entraîner une responsabilité supplémentaire en matière de nettoyage dans les chantiers américains. Voir la rubrique « Réglementation des eaux » ci-après.

Loi sur les espèces en péril

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

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

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

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

Examen des processus environnementaux et réglementaires

La multiplication des exigences en matière d'évaluation d'impact imposées par les gouvernements fédéraux, provinciaux, territoriaux, étatiques et municipaux des juridictions où nous exerçons nos activités d'exploitation, de mise en valeur ou de prospection crée un risque d'accroissement des coûts et de retards dans la mise en valeur des projets. Le cadre réglementaire des territoires où nous exerçons nos activités évolue constamment et peut devenir plus onéreux ou coûteux, ce qui peut nuire à notre capacité de mettre en valeur nos ressources de façon économique. La portée et l'ampleur de l'incidence résultant des changements au cadre réglementaire concernant la mise en valeur ou l'exploitation de projets ne peuvent être estimées à ce moment.

L'Agence canadienne d'évaluation des impacts qui dirige et coordonne les évaluations des impacts fédérales pour tous les projets désignés au Canada. La *Loi sur l'évaluation d'impact* élargit les possibilités en matière d'évaluation au-delà de l'environnement pour inclure la santé, l'économie, les questions sociales, l'égalité des sexes, les impacts ainsi que des considérations liées au développement durable et à l'engagement du Canada en matière de changements climatiques. Tant que le gouvernement provincial de l'Alberta maintient un plafond pour les émissions produites par les projets de sables bitumineux et que ce plafond n'est pas atteint, nos projets d'extraction in situ de sables bitumineux devraient être exemptés de l'application du nouveau système fédéral d'évaluation d'impact, sous réserve du respect d'un certain nombre de conditions supplémentaires. Cependant, d'autres types de projets feraient l'objet d'une évaluation fédérale, y compris ceux qui relèvent de nos activités dans la région de l'Atlantique.

Réglementation des eaux

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

Nos raffineries américaines sont assujetties à des exigences de rejet d'eau qui exigent le traitement des eaux usées avant le rejet. Les permis de rejet d'eau sont renouvelés de temps à autre afin d'intégrer de nouvelles normes de qualité de l'eau et peuvent nécessiter des modifications et l'agrandissement des installations de traitement de l'eau sur les sites. Les polluants comme le sélénium, le total des solides dissous, l'arsenic, le mercure et d'autres polluants peuvent nécessiter un traitement anticipé des eaux usées, et les niveaux de rejet dépendront des types de pétrole brut traité dans nos raffineries. Le non-respect des limites autorisées peut entraîner des mesures d'application de la part des organismes de réglementation, y compris l'imposition d'amendes, l'émission d'ordonnances pour moderniser les usines de traitement et la suspension des activités. Les organismes de réglementation fédéraux et étatiques aux États-Unis se penchent actuellement sur les nouveaux polluants PFAS dans les permis de rejet dans l'eau en exigeant l'installation d'unités supplémentaires de traitement des eaux usées et la surveillance des PFAS dans les rejets.

Fracturation hydraulique

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

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

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

Domaines d'intérêt, objectifs et ambitions en matière d'ESG de Cenovus

Nous avons établi des objectifs ambitieux et réalisables pour chacun de nos cinq domaines d'intérêt en matière d'ESG, comme il est indiqué ci-dessous, y compris la réduction de nos émissions absolues, la conservation de l'eau, la remise en état de plus de terres, le soutien à la réconciliation avec les Autochtones et l'augmentation du nombre de femmes occupant des postes de direction. Pour atteindre ces objectifs et réagir à l'évolution de la demande du marché, nous pourrions engager des coûts supplémentaires et investir dans les nouvelles technologies et l'innovation. Il est possible que le rendement de ces investissements soit inférieur à nos attentes, ce qui pourrait avoir un effet négatif sur nos activités, notre situation financière et notre réputation.

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

Il existe également un risque que certains ou la totalité des avantages attendus et des occasions d'atteindre les divers cibles et objectifs en matière d'ESG ne se concrétisent pas, coûtent plus cher à concrétiser ou ne se concrétisent pas dans les délais impartis. En outre, les mesures que nous prenons pour mettre en œuvre les objectifs et ambitions liés aux domaines d'intérêt en matière d'ESG pourraient avoir une incidence négative sur nos activités et augmenter nos dépenses d'investissement, ce qui pourrait influencer défavorablement sur nos résultats opérationnels et financiers futurs.

Objectifs et ambitions en matière de climat et d'émissions de GES

Nous nous sommes fixé comme objectif de réduire nos émissions absolues des champs d'application 1 et 2 de 35 % d'ici la fin de l'exercice 2035 par rapport aux niveaux de 2019, et nous avons pour objectif à long terme d'atteindre la carboneutralité de nos activités d'ici 2050. Notre capacité à atteindre notre objectif de réduction des GES pour 2035 et notre ambition de carboneutralité pour 2050 sont assujetties à de nombreux risques et incertitudes, et les mesures que nous prenons pour les mettre en œuvre peuvent également nous exposer à certains risques financiers et opérationnels supplémentaires ou accrus. En outre, notre volonté d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050 est fondamentalement plus incertaine à cause de l'échéance lointaine et de certains facteurs qui échappent à notre volonté, comme l'application commerciale des technologies futures sans doute nécessaires pour nous aider à réaliser cette ambition de longue durée.

La réduction des émissions de GES passe, parmi plusieurs facteurs, par la capacité de Cenovus d'élaborer des stratégies évolutives et commercialement viables de réduction des émissions avec technologies et produits connexes à l'appui, et par notre capacité d'y accéder et de les mettre en œuvre. D'autres risques opérationnels peuvent réduire notre capacité de répondre pleinement à tous nos cibles et objectifs en matière d'émissions de GES, notamment : entraves imprévues, ou leurs incidences, à l'implantation de la réduction des émissions de méthane et les projets d'électrification dans le secteur Hydrocarbures classiques; l'achat d'électricité renouvelable; la non-disponibilité ou les avantages limités de la technologie qui devrait être commercialement viable à court terme et les avantages futurs connexes, y compris les technologies d'amélioration de SAGD, telles que les technologies basées sur des processus assistés par des solvants, le captage du CO₂, les technologies d'utilisation et de stockage et les améliorations de la technologie de forage de fond; le défaut de tirer parti des avantages escomptés de l'avancement technologie continu ainsi que la collaboration et l'innovation de l'industrie afin de trouver des moyens de réduire les coûts et les émissions de GES. Si nous n'étions pas en mesure de mettre ces stratégies et technologies en œuvre comme prévu sans qu'elles aient de répercussions négatives sur nos activités prévues et notre structure de coûts, ou si ces stratégies et technologies ne produisaient pas les résultats attendus, nous pourrions ne pas pouvoir atteindre notre cible de réduction des émissions de GES d'ici 2035 ou notre objectif de carboneutralité d'ici 2050 selon l'échéancier actuel ou ne jamais pouvoir l'atteindre.

De plus, l'atteinte de notre objectif de réduction des GES d'ici 2035 et la réalisation de notre ambition de carboneutralité d'ici 2050 reposent sur un cadre réglementaire stable et nécessiteront des dépenses d'investissement et des ressources de l'entreprise, avec la possibilité que les coûts réels diffèrent de nos estimations initiales et que les différences soient importantes. Par ailleurs, le coût de l'investissement dans des technologies de réduction des émissions et le redéploiement des ressources et de notre attention représentent un risque pour nos résultats d'exploitation et résultats financiers futurs.

Objectif lié à l'intendance des eaux

Notre capacité de réduire l'utilisation de l'eau douce de 20 % dans les sables bitumineux et les installations de production par méthode thermique d'ici la fin de 2030 dépendra de la viabilité commerciale et de l'évolutivité des stratégies pertinentes de réduction de l'utilisation d'eau et de la technologie et des produits connexes d'utilisation de la vapeur et de l'eau. Le recours général ou partiel aux nouvelles technologies, l'intégration de ces technologies à de nouvelles activités ou des activités existantes et l'acceptation par le marché des nouvelles technologies présentent leur lot de risques. Dans l'éventualité où nous serions incapables de déployer les technologies nécessaires avec efficacité et efficience, ou que ces stratégies ou technologies ne produiraient pas les résultats escomptés, nous pourrions subir des interruptions ou des retards pour atteindre nos objectifs de réduction de l'utilisation de l'eau ou encore devoir les abandonner.

Objectifs en matière de biodiversité

Nos objectifs en matière de biodiversité comprennent la remise en état de 3 000 puits déclassés d'ici la fin de 2025 et la restauration d'un plus grand nombre d'habitats que ceux que nous utilisons dans le territoire du caribou de Cold Lake d'ici la fin de 2030. Notre capacité d'atteindre ces objectifs est soumise à divers risques environnementaux et réglementaires, qui pourraient entraîner des restrictions, des responsabilités, des obligations et des coûts importants pour Cenovus. Se reporter à la rubrique « Risques liés aux coûts d'abandon et de remise en état » ci-dessus. De plus, l'augmentation des charges d'exploitation, l'évolution de la conjoncture des marchés et l'accès à des capitaux supplémentaires, le cas échéant, pourraient nous amener à ne pas pouvoir financer et, éventuellement, à ne pas pouvoir atteindre nos objectifs en matière de biodiversité selon les échéanciers prévus ou à ne jamais les atteindre.

Objectifs en matière de réconciliation avec les peuples autochtones

Nos objectifs de réconciliation avec les peuples autochtones prévoient l'affectation de fonds d'au moins 1,2 G\$ au profit d'entreprises détenues ou exploitées par des Autochtones entre 2019 et la fin de l'exercice 2025 et d'obtenir la distinction Or en relations autochtones progressives du Conseil canadien pour le commerce autochtone d'ici la fin de l'exercice 2025 sont soumis à un certain nombre de risques financiers, opérationnels et d'efficience liés aux mesures prises pour atteindre ces objectifs.

En outre, un échec ou un retard dans l'atteinte de nos objectifs en matière de réconciliation avec les peuples autochtones pourrait avoir une incidence négative sur nos relations avec les entreprises et les collectivités autochtones voisines et porter atteinte à notre réputation en général. Si nous ne sommes pas en mesure de maintenir des relations positives avec les communautés autochtones établies près de nos installations, la mise en œuvre et l'exploitation de nos biens conformément à nos stratégies commerciales et opérationnelles actuelles risqueraient de s'en ressentir.

Objectifs en matière d'inclusion et de diversité

Notre priorité en matière d'inclusion et de diversité comprend une cible d'au moins 30 % de femmes occupant des postes de direction d'ici la fin de 2030 et une aspiration à ce que notre conseil soit composé d'au moins 40 % de femmes, d'Autochtones, de personnes handicapées et de membres de minorités visibles parmi les administrateurs non cadres, dont au moins 30 % de femmes d'ici la fin de 2025. Les efforts déployés pour atteindre ces objectifs peuvent augmenter le temps et les coûts associés à la nomination et au remplacement du personnel clé. De plus, un échec ou un retard dans l'atteinte de nos objectifs peut influencer sur notre réputation auprès de nos parties prenantes, susciter des litiges et avoir une incidence sur les initiatives de recrutement. Il y a aussi des risques associés à la collecte de certaines données personnelles dans le cadre de ces objectifs, qui sont régis par les lois fédérales, provinciales et étatiques sur la protection des renseignements personnels.

Risque lié à la réputation

Nous tablons sur notre réputation afin de tisser et de maintenir des liens positifs avec nos investisseurs et d'autres parties prenantes, de recruter du personnel et de le maintenir en poste et d'être une société crédible, digne de confiance. Toute mesure que nous prenons qui influe sur l'opinion du public ou de nos principales parties prenantes peut se répercuter sur notre réputation, ce qui pourrait influencer défavorablement sur le cours de nos actions, nos plans de mise en valeur et notre capacité à poursuivre nos activités. Les groupes de militants du changement climatique et le public intensifient leur opposition envers l'exploitation pétrolière et gazière. Voir la rubrique « Risques liés à la transition – Réputation et perception du secteur pétrolier et gazier par le public » ci-dessus.

Autres risques

Effet de dilution

Nous sommes autorisés à émettre, entre autres catégories d'actions, un nombre illimité d'actions ordinaires pour une contrepartie et selon les modalités établies par notre conseil sans l'approbation de nos actionnaires dans certains cas. Toute émission future d'actions ordinaires de Cenovus ou d'autres titres pouvant être exercés ou convertis en actions ordinaires de Cenovus ou échangeables contre celles-ci peut entraîner une dilution pour les actionnaires actuels et éventuels de Cenovus. L'émission d'actions ordinaires de Cenovus à l'exercice, de temps à autre, de titres pouvant être convertis en actions ordinaires de Cenovus aura un effet dilutif supplémentaire sur les participations des actionnaires de Cenovus. Ce genre d'émissions aura un effet dilutif sur le résultat par action de Cenovus, ce qui pourrait porter atteinte au cours de nos actions ordinaires ainsi qu'à la valeur des participations des actionnaires de Cenovus.

Il est également prévu que, de temps en temps, nous attribuerons des actions à nos employés et administrateurs en vertu de nos régimes de rémunération. Ces attributions auront un effet dilutif supplémentaire sur notre résultat par action, ce qui pourrait porter atteinte au cours des actions ordinaires de Cenovus ainsi qu'à la valeur des participations de nos actionnaires.

Risques liés aux acquisitions

Nous avons réalisé, et nous pourrions réaliser à l'avenir, une ou plusieurs acquisitions pour diverses raisons stratégiques, notamment pour renforcer notre position et créer la possibilité de réaliser certains avantages. Afin de concrétiser les avantages de toute acquisition future, nous dépendrons de notre capacité à regrouper les fonctions et à intégrer les opérations, les procédures et le personnel en temps opportun et de manière efficace, et à tirer parti des possibilités de croissance et des synergies prévues en regroupant les activités et les actifs acquis avec nos activités et nos actifs existants. L'intégration des activités et des actifs acquis exige que la direction y consacre des efforts, du temps et des ressources, ce qui peut détourner l'attention et les ressources de la direction d'autres occasions stratégiques et de questions d'exploitation pendant le processus. Le processus d'intégration peut perturber les activités courantes et influencer négativement sur les relations avec les clients, ce qui risque de nous empêcher de réaliser les avantages escomptés de ces acquisitions. L'acquisition d'actifs exige l'évaluation des caractéristiques du réservoir et de l'infrastructure, y compris les réserves récupérables estimatives, la production future, les prix des marchandises, les produits des activités ordinaires, les coûts de mise en valeur et les charges d'exploitation, ainsi que les responsabilités environnementales et les autres passifs. Ces évaluations sont inexactes et intrinsèquement incertaines et, par conséquent, les biens acquis pourraient ne pas produire la quantité prévue, ne pas contenir les réserves escomptées et être assujettis à des coûts et à des responsabilités accrus. Bien que les actifs acquis soient examinés avant la fin d'une acquisition, ces examens ne permettent pas de déterminer toutes les conditions existantes ou potentiellement défavorables. Ce risque peut être amplifié lorsque les actifs acquis se trouvent dans des régions géographiques où nous n'avons jamais exercé d'activités. De plus, il se peut que nous ne soyons pas en mesure d'obtenir ou de réaliser des indemnités contractuelles d'un vendeur pour les responsabilités créées avant une acquisition et que nous soyons tenus d'assumer le risque de l'état physique des propriétés dont le rendement pourrait ne pas être à la hauteur de nos attentes. Se reporter à la rubrique « Risques associés à l'arrangement » ci-après.

Risques liés aux cessions

Nous avons cerné, et nous pourrions cerner à l'avenir, certains actifs en vue de leur cession. Plus précisément, nous avons conclu des ententes prévoyant la vente de notre réseau de vente au détail de carburant de Husky, de notre actif de production par méthode thermique de Tucker et de nos actifs de Wembley. Divers facteurs pourraient avoir une incidence importante sur notre capacité à mener à bien ces transactions annoncées ou à céder des actifs à l'avenir, notamment les approbations des bourses, des organismes de réglementation, des tiers et de l'entreprise, la capacité des contreparties de s'acquitter de leurs obligations en vertu des accords visant à mettre à exécution les cessions, les prix des marchandises, la disponibilité d'acheteurs disposés à acheter certains actifs à des prix et selon des modalités que nous jugeons acceptables, les obligations liées à la mise hors service d'actifs, la diligence raisonnable, la situation favorable du marché et la cessibilité de coentreprises, de sociétés de personnes ou d'autres arrangements. De tels facteurs pourraient réduire le produit ou la valeur qu'obtiendrait notre entreprise. Nous pouvons également conserver certaines responsabilités ou accepter des obligations d'indemnisation dans le cadre d'une transaction de vente. Il est difficile de quantifier, au moment de la transaction, l'ampleur de ces responsabilités ou obligations d'indemnisation, qui pourrait être importante. Qui plus est, certaines tierces parties pourraient ne pas vouloir nous libérer de garanties ou d'autres formes de soutien du crédit fournies avant la vente des actifs cédés. Par conséquent, après la vente de certains actifs, nous pourrions demeurer responsables en deuxième lieu des obligations garanties ou soutenues dans la mesure où l'acheteur des actifs ne s'acquitterait pas de ses obligations. Si l'un des risques associés aux cessions devait se matérialiser, il pourrait avoir un effet défavorable sur nos activités, notre situation financière ou notre réputation.

Risques associés à l'arrangement

Capacité de Cenovus à réaliser les avantages escomptés de l'arrangement en intégrant les activités de l'ancienne société Husky

L'intégration des activités de l'ancienne société Husky à notre entreprise se poursuit. Bien que beaucoup ait été accompli, le processus n'est pas encore terminé et ces efforts pourraient perturber les relations existantes avec les fournisseurs, les employés, les clients et les autres parties prenantes. Nous ne sommes pas certains que la direction réussira à concrétiser, en totalité ou en partie, tous les avantages attendus de l'arrangement dans les délais prévus.

Le processus d'intégration en cours comporte de nombreux risques et incertitudes liés à nos entreprises et à nos activités, y compris les activités de l'ancienne société Husky : opérationnels, stratégiques, financiers, comptables, juridiques, fiscaux, entre autres. Le défaut d'intégrer nos entreprises pourrait créer des écarts dans la performance attendue, des problèmes d'exploitation ou l'incapacité de réaliser les efficacités escomptées, en totalité ou en partie, dans les délais prévus.

Le processus d'intégration en cours visant à concrétiser tous les avantages attendus de l'arrangement exige que la direction y consacre des efforts, du temps et des ressources, ce qui peut détourner l'attention et les ressources de la direction d'autres occasions stratégiques et de questions d'exploitation et pourrait faire augmenter le taux d'attrition (y compris nous faire perdre des employés clés), perturber les activités courantes et les relations avec les employés et faire augmenter les réclamations et les litiges liés à l'emploi, tous ces facteurs risquant de nous empêcher de réaliser les avantages escomptés de l'arrangement.

Les difficultés qui pourraient se poser au processus d'intégration sont notamment les suivantes : i) incapacité d'intégrer efficacement les entreprises de manière à nous permettre de dégager les revenus et les économies escomptés dans les délais prévus; ii) complexités liées à la gestion d'une multinationale intégrée plus grande et plus complexe; iii) intégration efficace et efficiente de tous les paliers de personnel à tous les niveaux de l'entreprise dans de multiples juridictions; iv) difficultés à intégrer et à maintenir les relations avec les contacts dans l'industrie et des partenaires d'affaires existants associés aux activités de l'ancienne société Husky, notamment la modification ou la rupture de relations contractuelles existante; v) perturbations ou pertes de l'impulsion au sein de nos entreprises, y compris celles de l'ancienne société Husky. Ces défis pourraient nous empêcher d'intégrer avec succès les activités de l'ancienne société Husky ou retarder considérablement le processus d'intégration. En conséquence, nous pourrions ne pas intégrer efficacement les activités de Husky avec les nôtres et souffrir de retards importants, ce qui pourrait avoir des effets négatifs sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et notre capacité de concrétiser les avantages escomptés de l'arrangement.

Il est possible que le processus d'intégration en cours entraîne une augmentation des niveaux d'attrition en général ou la perte d'employés clés pour aider à l'intégration et au fonctionnement de nos entreprises, ce qui pourrait exacerber les enjeux que présente l'intégration. Des difficultés ou des retards au niveau de l'intégration ou l'incapacité d'intégrer une partie ou la totalité des activités de l'ancienne société Husky avec les nôtres pourraient avoir une incidence négative sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie, notre réputation et le cours de nos actions.

Ces coûts associés à l'intégration des activités de l'ancienne société Husky

Nous pourrions devoir assumer des coûts importants relativement à l'établissement et la mise en œuvre des plans d'intégration en cours, y compris les coûts du regroupement des installations et des systèmes et d'autres coûts associés à la main-d'œuvre. L'ampleur de ces coûts et celle des coûts additionnels nécessaires à l'intégration des entreprises feront l'objet d'une évaluation constante. Même si nous avons envisagé un certain niveau de dépenses, il n'en demeure pas moins que le montant total ou l'échéancier des dépenses liées au processus d'intégration sont sous l'emprise de nombreux facteurs qui échappent à notre contrôle. Les coûts ou dépenses imprévus liés à l'intégration pourraient nuire à notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et le cours de nos actions.

Passifs éventuels imprévus associés à l'arrangement

L'arrangement et l'exploitation des installations de l'ancienne société Husky peuvent nous exposer à des responsabilités imprévues ou sous-estimées, notamment des responsabilités environnementales et réglementaires au Canada et dans d'autres pays. Nous pourrions désormais faire l'objet de réclamations liées aux activités de l'ancienne société Husky, y compris des poursuites d'anciens administrateurs, ou devoir les assumer. Nous pourrions également avoir mauvaise presse en raison de ces questions, que nous en soyons ultimement trouvés responsables ou non, ce qui pourrait nous obliger à engager des frais importants ou des ressources importantes dans notre défense dans les poursuites liées à ces réclamations. Le dénouement de ces réclamations et de toute procédure judiciaire ou réglementaire connexe est incertain et pourrait avoir une incidence négative sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et notre réputation.

Risques liés aux actionnaires importants de Cenovus

Au 31 décembre 2021, Hutchison Whampoa Europe Investments S.à r.l. (« Hutchison ») et L.F. Investments S.à r.l. (« L.F. Investments ») détenaient respectivement 15,8 % et 11,6 % de nos actions ordinaires. Même si Hutchison et L.F. Investments sont toutes deux assujetties à des restrictions qui interdisent la vente ou le transfert des actions ordinaires de Cenovus jusqu'au 1^{er} juillet 2022, aux termes de leurs ententes de statu quo respectives avec Cenovus, la vente d'actions ordinaires détenues par Hutchison ou L.F. Investments sur le marché, que ce soit par le biais de ventes sur le marché libre à la TSX et à la NYSE, de ventes en bloc privées, de placements par prospectus effectués conformément à leurs ententes respectives de droits d'inscription que Hutchison et L.F. Investments ont chacune conclues avec Cenovus, la perception par le marché de l'intention de Hutchison ou L.F. Investments de vendre des actions ordinaires de Cenovus, cette vente aura une incidence sur le cours des actions ordinaires de Cenovus.

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

Marché pour les bons de souscription de Cenovus

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

Paiements éventuels à verser à ConocoPhillips

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

Lois fiscales

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

Le cadre fiscal international continue d'évoluer en raison des initiatives et des réformes fiscales envisagées dans le contexte du projet de l'Organisation de coopération et de développement économiques (« OCDE ») sur l'érosion de la base d'imposition et le transfert de bénéfices (« BEPS »). Bien que le calendrier et les méthodes de mise en œuvre varient, de nombreux pays, dont le Canada, ont réagi au projet BEPS en mettant en œuvre, ou en proposant de le faire, des modifications aux lois fiscales et aux conventions fiscales, à un rythme rapide. Ces changements peuvent accroître notre coût de conformité fiscale et avoir une incidence sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation d'une manière difficile à quantifier. Nous continuerons de surveiller et d'évaluer les effets négatifs potentiels sur notre situation fiscale mondiale dans le contexte du projet BEPS.

Risque lié à la fiscalité américaine

Le 19 novembre 2021, la Chambre des représentants des États-Unis a adopté la loi intitulée *Build Back Better* (la « Loi »). La Loi contient un certain nombre d'initiatives sociales et environnementales dont le coût total est estimé à 1,75 trillion de dollars américains. Les initiatives ont été financées principalement par diverses modifications fiscales fédérales. Le 19 décembre 2021, le sénateur Joe Manchin, de la Virginie-Occidentale, a exprimé officiellement son opposition au projet de loi, l'empêchant ainsi d'être mis aux voix au Sénat. Il est possible que des parties de la Loi soient ressuscitées sous une forme ou une autre dans un nouveau projet de loi et que toute modification fiscale qu'elle contient puisse entraîner une augmentation des niveaux d'imposition aux États-Unis sur nos activités dans ce pays.

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

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

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

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

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

Partenariats

Le classement d'un partenariat à titre d'entreprise commune ou de coentreprise fait appel au jugement. Les principaux partenariats que détient la société s'établissent comme suit :

- Participation de 50 % dans WRB Refining LP (« WRB LP »).
- Participation de 50 % dans Sunrise Oil Sands Partnership (« SOSP »).
- Participation de 50 % dans BP-Husky Refining LLC (« Toledo »).

Il a été déterminé que Cenovus possède des droits sur les actifs et des obligations au titre des passifs de WRB LP, de SOSP et de Toledo. Par conséquent, ces partenariats sont traités en tant qu'entreprises communes, et la quote-part revenant à la société des actifs, des passifs, des produits et des charges est comptabilisée dans les états financiers consolidés.

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

- Les partenariats avaient pour objectif initial la mise sur pied d'une coentreprise intégrée d'exploitation du pétrole lourd en Amérique du Nord. Les partenariats sont des entités intermédiaires.
- Les ententes exigent des partenaires qu'ils fassent des apports si les fonds sont insuffisants pour qu'ils s'acquittent des obligations ou règlent les passifs de la société ou des partenariats. L'expansion passée et future de WRB LP, de SOSP et de Toledo est tributaire du financement consenti par les partenaires au moyen d'engagements d'apports de capital, d'effets à payer et de prêts.
- WRB LP et SOSP ont contracté des facilités d'emprunt consenties par des tiers afin de satisfaire les besoins en fonds de roulement à court terme.
- SOSP est exploitée comme dans la plupart des relations de participation directe dans l'ouest du Canada, c'est-à-dire que le partenaire est l'exploitant et extrait les produits au nom de l'ensemble des participants conformément à l'accord de partenariat. WRB LP et Toledo ont des structures très semblables, modifiées pour tenir compte du contexte opérationnel des activités de raffinage.
- En tant qu'exploitants, Cenovus, Phillips 66 et BP, directement ou par l'intermédiaire de filiales entièrement détenues, assurent la commercialisation, achètent les charges d'alimentation nécessaires et s'occupent du transport et du stockage pour le compte des partenaires, car les accords interdisent aux partenaires d'effectuer eux-mêmes ces tâches. En outre, les partenariats n'ont pas d'employés et ne pourraient donc pas s'en acquitter.
- Dans le cadre de chaque partenariat, la production revient à l'un des partenaires, ce qui indique que les partenaires ont des droits sur les avantages économiques découlant des actifs et l'obligation de financer les passifs des partenariats.

Actifs de prospection et d'évaluation

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

Délimitation des unités génératrices de trésorerie

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

Recouvrements tirés de réclamations d'assurance

La société utilise des estimations et des hypothèses à l'égard du montant comptabilisé au titre des produits d'assurance à recevoir. Par conséquent, les montants réels peuvent différer des recouvrements estimatifs.

Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle de chacune des filiales de la société relève du jugement de la direction en fonction de l'environnement économique principal dans lequel la filiale exerce ses activités.

Juste valeur des transactions entre parties liées

La société fait affaire avec certaines parties liées, partenariats et entreprises associées dans le cours normal des activités. Ces relations peuvent avoir une incidence sur les résultats financiers de la société et donner lieu à des différences entre les transactions entre parties liées en regard des transactions entre parties non liées. L'avis d'experts indépendants peut être sollicité afin de confirmer la juste valeur estimative du produit tiré de certaines transactions non liées.

Principales sources d'incertitude relative aux estimations

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

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

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

La pandémie et la conjoncture sur les marchés ont augmenté la complexité des estimations et des hypothèses entrant dans la préparation des états financiers consolidés, surtout en ce qui a trait aux valeurs recouvrables.

En outre, l'évolution de la demande mondiale d'énergie et la progression mondiale des sources d'énergie de remplacement qui ne proviennent pas des combustibles fossiles pourraient entraîner une modification des hypothèses utilisées pour déterminer la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation de la société et avoir une incidence sur la valeur comptable de ces actifs, peut avoir une incidence sur la mise en valeur ou la viabilité de zones de prospection prometteuses, peut nuire aux durées d'utilité estimées des actifs pétroliers et gaziers, ce qui aurait pour effet d'accélérer la dotation aux amortissements, voire les obligations au titre du démantèlement, augmentant la valeur actuelle des provisions connexes.

Le moment auquel les marchés mondiaux de l'énergie feront la transition des sources d'énergie à base de carbone aux énergies de remplacement est très incertain. Nos estimations tiennent compte des enjeux environnementaux par le recours à des hypothèses clés dans la détermination de la juste valeur, notamment les prix à terme des marchandises, les marges de craquage à terme et les taux d'actualisation. La transition des sources d'énergie pourrait avoir une incidence sur les prix futurs des marchandises. Les hypothèses relativement à l'établissement de prix utilisées pour déterminer les valeurs recouvrables tiennent compte des attentes des marchés et de l'évolution de la demande mondiale d'énergie.

Des changements apportés aux hypothèses pourraient entraîner un ajustement important de la valeur comptable des actifs et des passifs au cours du prochain exercice.

Réserves de pétrole brut et de gaz naturel

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

Valeur recouvrable

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

Coûts de démantèlement

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

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

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

Charge d'impôt sur le résultat

Le calcul des passifs d'impôt sur le résultat et des autres passifs fiscaux nécessite l'interprétation de lois et de règlements complexes faisant souvent intervenir plusieurs administrations fiscales. Un certain nombre de questions d'ordre fiscal est généralement à l'étude. L'impôt sur le résultat fait par conséquent l'objet d'une incertitude relative à la mesure.

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

Changements de méthodes comptables

En 2021, 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.

Périmètre de consolidation

Les présents états financiers consolidés comprennent les comptes de Cenovus et de ses filiales. Les filiales sont des entités à l'égard desquelles la société a le contrôle. Les filiales sont consolidées à partir de la date de prise de contrôle et restent consolidées jusqu'au moment de la perte de contrôle. Toutes les opérations intersociétés, les soldes ainsi que les profits et les pertes latents découlant d'opérations intersociétés sont éliminés à la consolidation.

Les participations dans des partenariats sont classées comme des entreprises communes ou des coentreprises en fonction des droits et des obligations des parties à l'accord. Une entreprise commune est un accord en vertu duquel la société a des droits sur les actifs et des obligations à l'égard des passifs relatifs à l'accord. Les comptes de la société reflètent sa quote-part des actifs, passifs, produits et charges relativement aux activités qu'elle exerce par le truchement d'entreprises communes. Une partie des activités de la société a trait à des coentreprises, qui sont comptabilisées à l'aide de la méthode de la mise en équivalence.

Une entreprise associée est une entité sur laquelle la société exerce une influence notable, mais qu'elle ne contrôle pas ou ne contrôle pas conjointement. Les participations dans des entreprises associées sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et sont comptabilisées au coût et ajustées par la suite pour tenir compte de la quote-part revenant à la société du résultat net et des autres éléments du résultat global (« AERG ») de l'entreprise associée.

Comptabilisation des produits

Les produits des activités ordinaires sont évalués selon la contrepartie précisée dans un contrat conclu avec un client et ils ne tiennent pas compte des montants recouvrés au nom de tiers. Cenovus comptabilise les produits des activités ordinaires lorsqu'elle cède le contrôle du produit ou du service à un client, soit habituellement lorsque le titre passe de la société à son client.

Les transactions d'achat et de vente de marchandises auprès d'une même partie conclues en considération l'une de l'autre sont comptabilisées à leur montant net. Les produits liés aux services offerts dans le cadre desquels Cenovus agit comme mandataire sont comptabilisés lorsque les services sont fournis.

Cenovus comptabilise les produits des activités ordinaires provenant des principaux produits et services suivants :

- Vente de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel.
- Vente de produits pétroliers et de produits raffinés.
- Services de traitement du pétrole brut et du gaz naturel.
- Transport par pipeline, fluidification du pétrole brut et du gaz naturel et stockage du pétrole brut, des diluants et du gaz naturel.
- Droits liés aux services de transbordement d'hydrocarbures.
- Services de construction.

La société respecte ses obligations de fournir une prestation déterminées dans les contrats avec les clients à la livraison du pétrole brut, des LGN, du gaz naturel et des produits pétroliers et raffinés, soit normalement à un moment précis. Les obligations de fournir une prestation liées aux produits tirés du traitement du pétrole brut et du gaz naturel, aux services de transport et aux services de transbordement sont respectées progressivement à mesure que le service est fourni. Cenovus vend habituellement sa production de pétrole brut, de LGN, de gaz naturel et de produits pétroliers et raffinés en vertu de contrats à prix variables. Le prix de transaction dans le cadre de contrats à prix variable repose sur le prix des marchandises, ajusté au titre de la qualité, de l'emplacement et d'autres facteurs. Les produits associés au traitement du gaz naturel, aux services de transport et aux services de transbordement sont généralement fondés sur des contrats à prix fixe.

Les produits tirés des services de construction sont comptabilisés à l'égard des services d'entrepreneur général que la société fournit à HMLP aux termes de contrats à prix fixe et de contrats à régie. Les produits découlant de contrats de construction à prix fixe sont comptabilisés à mesure que les obligations de prestation sont satisfaites alors que les produits découlant de contrats à régie sont comptabilisés à mesure que sont exécutés les services.

La société conclut des contrats d'achat ferme dans le cadre desquels elle s'engage à fournir des produits à long terme et les acheteurs s'engagent à verser une somme minimale, qu'ils prennent livraison ou non des produits concernés. Si un acheteur a le droit de reporter une livraison à une date ultérieure, l'obligation de prestation n'est pas satisfaite et le produit est reporté pour n'être comptabilisé que lorsque le produit est livré ou que la clause de report cesse de s'appliquer.

Les transactions génératrices de produits de Cenovus ne contiennent aucune composante financement importante et les paiements sont habituellement exigibles dans les 30 jours suivant la comptabilisation des produits des activités ordinaires. La société n'ajuste pas les prix de transaction visant à rendre compte de la composante financement importante lorsque la période entre le transfert des biens ou des services promis aux clients et le paiement du client est inférieure à un an. La société ne présente ni ne mesure d'information sur les obligations de prestation qui restent à remplir dont la durée initiale prévue est de un an ou moins, et elle n'a aucun contrat à long terme à l'exception de certains contrats de construction avec HMLP et des contrats d'achat ferme dont les obligations de prestation n'ont pas été satisfaites.

Régimes d'avantages du personnel

La société offre à ses salariés un régime de retraite qui comprend une composante de cotisations définies et une composante de prestations définies.

D'autres avantages postérieurs à l'emploi (« AAPE ») sont offerts aux employés admissibles. Dans certains cas, les avantages sont fournis par le truchement de régimes de soins de santé auxquels cotisent la société, les employés, les employés à la retraite et les membres de la famille couverts. Certains régimes ne prévoient aucun financement des avantages avant la retraite.

La charge de retraite du régime à cotisations définies est inscrite lorsque les prestations sont gagnées.

Le coût des régimes de retraite à prestations définies et des AAPE est établi par calculs actuariels selon la méthode des unités de crédit projetées. Le montant comptabilisé dans les autres passifs des états consolidés de la situation financière au titre des régimes de retraite à prestations définies et des AAPE correspond à la valeur actualisée de l'obligation au titre des prestations définies, diminuée de la juste valeur des actifs des régimes. Tout excédent résultant de ce calcul ne peut être supérieur à la valeur actualisée des avantages économiques disponibles sous forme de remboursements par les régimes ou sous forme de diminutions des cotisations futures aux régimes.

Les variations de l'obligation au titre des prestations définies découlant des coûts des services, des intérêts nets et des réévaluations sont comptabilisées comme suit :

- Les coûts des services, notamment les coûts des services rendus au cours de l'exercice, les coûts des services passés et les profits et pertes sur réduction ou liquidation, sont constatés à même le coût des prestations de retraite.
- Les intérêts nets sont obtenus par application du taux d'actualisation utilisé pour évaluer l'obligation au titre des prestations définies au début de l'exercice à l'actif ou au passif net au titre des prestations définies évalué. La charge d'intérêts et le produit d'intérêts sur le montant net des passifs et des actifs au titre des avantages postérieurs à l'emploi sont comptabilisés à même le coût des prestations de retraite dans les charges d'exploitation, les frais généraux et frais d'administration ainsi que les immobilisations corporelles et les actifs de prospection et d'évaluation.
- Les réévaluations, c'est-à-dire les écarts actuariels, l'incidence des variations du plafond de l'actif (exclusion faite des intérêts) et le rendement des actifs des régimes (exclusion faite du produit d'intérêts) sont passées en charges ou créditées aux capitaux propres dans les autres éléments du résultat global au cours de la période où elles sont effectuées. Les réévaluations ne sont pas reclassées en résultat net au cours de périodes ultérieures.

Les charges au titre des prestations de retraite sont comptabilisées dans les charges d'exploitation, les frais généraux et frais d'administration, les immobilisations corporelles ou les actifs de prospection et d'évaluation, selon le poste où sont comptabilisés les salaires des employés rendant les services.

La société peut parfois offrir d'autres avantages incitatifs à long terme aux employés. En 2019, elle a lancé un programme incitatif non récurrent prévoyant une attribution en trésorerie équivalente au salaire de base de l'employé et devenant exigible si Cenovus atteignait avant le 12 février 2024 un cours cible de 20 \$ par action pendant une période de 20 jours de bourse consécutifs à la TSX (le « programme »). Parallèlement à la clôture de l'arrangement, le programme a été annulé et remplacé par un programme incitatif lié aux synergies (le « programme incitatif »). Tous les employés, hormis les membres de la haute direction et les employés syndiqués, y sont admissibles. Dans le cadre du programme incitatif, une attribution en espèces correspondant à une fourchette de l'ordre de 15 % à 30 % du salaire de base de l'employé peut être versée si Cenovus réalise des synergies annualisées supérieures à 1,0 G\$ d'ici la fin de 2022. Le versement est calculé en fonction d'une échelle mobile et comporte un coefficient multiplicateur au titre du rendement en cas d'atteinte rapide des cibles liées aux synergies. L'obligation relative au programme incitatif correspond à la probabilité du versement, multipliée par le montant du versement prévu. Cette obligation est comptabilisée dans les frais généraux et frais d'administration pour la période estimative à courir jusqu'à la date du versement.

Transactions entre parties liées

La société conclut des transactions et des ententes dans le cours normal de ses activités avec des parties liées, partenariats et entreprises associées. Le produit tiré de la sortie d'actifs à des parties liées est comptabilisé à la juste valeur. Il se peut que les services d'experts indépendants soient retenus pour confirmer la juste valeur estimative du produit.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les placements à court terme, tels que des dépôts du marché monétaire ou des instruments de type similaire, dont l'échéance est d'au plus trois mois au moment de leur achat. Lorsque le montant des chèques en circulation est supérieur à celui des fonds en caisse et des dépôts à court terme, et que la société est en mesure de procéder au règlement net, l'excédent est comptabilisé dans les prêts bancaires d'exploitation.

La trésorerie et les équivalents de trésorerie qui ne peuvent être affectés sont classés à titre de trésorerie soumise à restrictions. Lorsqu'il n'est pas prévu que la trésorerie soumise à restrictions soit affectée dans les 12 mois, elle est classée à titre d'actif non courant.

Immobilisations corporelles

Généralités

Les immobilisations corporelles sont évaluées au coût, moins le cumul de l'amortissement et de l'épuisement et les pertes de valeur nettes. Les frais relatifs aux remplacements ou aux améliorations qui accroissent la capacité de production ou prolongent la durée d'utilité d'un actif sont incorporés au coût de cet actif. Les frais d'entretien et de réparation sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Les terrains ne sont pas amortis.

Les profits et les pertes découlant de la sortie d'immobilisations corporelles sont comptabilisés en résultat net.

Biens de pétrole brut et de gaz naturel

Les actifs de mise en valeur et de production sont incorporés à l'actif zone par zone et comprennent tous les coûts liés à la mise en valeur et à la production des biens de pétrole brut et de gaz naturel, les installations d'infrastructures connexes ainsi que les dépenses de prospection et d'évaluation engagées pour repérer des réserves de pétrole brut, de LGN ou de gaz naturel transférées des actifs de prospection et d'évaluation. Les coûts incorporés à l'actif comprennent les coûts internes directement attribuables, les coûts de démantèlement et, pour les actifs qualifiés, les coûts d'emprunt directement liés à l'acquisition, à la prospection et à la mise en valeur des réserves de pétrole brut et de gaz naturel.

Dans le cas des actifs intracôtiers, qui comprennent les actifs des secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques, les coûts cumulés de chacune des zones sont amortis pour épuisement selon le mode de l'amortissement proportionnel au rendement en fonction des réserves prouvées estimatives au moyen des prix et coûts à terme. La charge d'épuisement des actifs extracôtiers est calculée selon le mode de l'amortissement proportionnel au rendement en fonction des réserves exploitées et mises en valeur prouvées estimatives ou des réserves prouvées et probables à l'aide des prix et coûts à terme. Aux fins de ces calculs, le gaz naturel est converti en pétrole brut selon une valeur d'énergie équivalente. Le mode de l'amortissement proportionnel au rendement en fonction du total des réserves prouvées ou des réserves prouvées et probables tient compte de tout coût engagé et à engager à l'avenir en vue de la mise en valeur de ces réserves.

Les échanges d'actifs de mise en valeur et de production sont évalués à la juste valeur sauf si l'opération manque de substance commerciale ou s'il n'est pas possible d'évaluer de manière fiable la juste valeur des biens échangés. Lorsque la juste valeur n'est pas utilisée, la valeur comptable de l'actif cédé correspond au coût de l'actif acquis.

Les biens pétroliers et gaziers comprennent les actifs de technologie de l'information servant à soutenir les activités en amont et sont amortis selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité, soit trois ans. Les redevances dérogatoires brutes (« RDB ») sur certains biens pétroliers et gaziers sont amorties pour épuisement selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement.

Actifs de fabrication

Les coûts initiaux des immobilisations corporelles de raffinage et de valorisation sont incorporés à l'actif lorsqu'ils sont engagés. Ces coûts comprennent le coût de construction ou d'acquisition du matériel ou des installations, le coût d'installation des actifs et de préparation en vue de leur utilisation attendue, les coûts de démantèlement connexes et, pour les actifs qualifiés, les coûts d'emprunt.

Les actifs de raffinage sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimative de chacune des composantes de la raffinerie. Les principales composantes sont amorties comme suit :

- Aménagement des terrains et bâtiments : 15 à 40 ans.
- Aménagement des bureaux et bâtiments : 3 à 15 ans.
- Matériel de raffinage : 10 à 60 ans.

La valeur résiduelle, le mode d'amortissement et la durée d'utilité de chaque composante sont examinés chaque année et ajustés, au besoin, de manière prospective.

Actifs de traitement, de transport et de stockage, vente et autres

La quasi-totalité des autres immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimative des actifs, qui varie de 3 à 60 ans. La durée d'utilité est estimée en fonction de la période durant laquelle la société s'attend à utiliser l'actif visé.

La valeur résiduelle, le mode d'amortissement et la durée d'utilité de l'actif sont examinés chaque année et ajustés, au besoin, de manière prospective.

Capital social et bons de souscription

Les actions ordinaires et les actions privilégiées sont classées dans les capitaux propres. Les actions privilégiées peuvent être annulées et sont rachetables uniquement au gré de la société et les dividendes sont versés uniquement si le conseil d'administration de Cenovus décide d'en déclarer. Les coûts de transaction directement attribuables à l'émission d'actions ordinaires et d'actions privilégiées sont portés en diminution des capitaux propres, déduction faite de l'impôt sur le résultat. Les dividendes sur les actions ordinaires et les actions privilégiées sont comptabilisés dans les capitaux propres. Lorsqu'elles sont achetées, les actions ordinaires sont diminuées de la valeur comptable moyenne, l'excédent du coût d'acquisition étant constaté en diminution du surplus d'apport de Cenovus. Les actions ordinaires sont annulées après l'achat.

Les bons de souscription émis dans le cadre de l'arrangement sont des instruments financiers classés dans les capitaux propres et ont été évalués à la juste valeur à leur émission. À l'exercice, la contrepartie en trésorerie que reçoit la société et la valeur comptable connexe des bons de souscription sont comptabilisées dans le capital social.

Rémunération fondée sur des actions

Cenovus offre un certain nombre de régimes de rémunération fondée sur des actions qui comprennent des droits de règlement net (« DRN »), des options sur actions de remplacement de Cenovus, des UAR, des UANR et des UAD. La charge de rémunération fondée sur des actions est comptabilisée dans les frais généraux et frais d'administration, ou dans les immobilisations corporelles ou les actifs de prospection et d'évaluation lorsqu'elle est directement liée aux activités de prospection ou de mise en valeur.

Adoption à venir de nouvelles normes et interprétations comptables

De nouvelles normes comptables et interprétations ou des modifications de normes comptables entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2022 et n'ont donc pas été appliquées au moment de la préparation des états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2021. Ces normes et interprétations ne devraient pas avoir une incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

La direction, notamment le président et chef de la direction et le vice-président directeur et chef des finances, a procédé à une évaluation de la conception et de l'efficacité du CIIF et des contrôles et procédures de communication de l'information (les « CPCI ») au 31 décembre 2021. La direction a utilisé les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework (2013)*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission, pour évaluer la conception et l'efficacité du CIIF. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le CIIF et les CPCI étaient efficaces au 31 décembre 2021.

L'efficacité du CIIF de la société a fait l'objet d'un audit au 31 décembre 2021 par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., cabinet de comptables professionnels agréés indépendant, comme il est mentionné dans le rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant qui est joint à nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Les systèmes de contrôle interne, aussi bien conçus soient-ils, comportent des limites qui leur sont inhérentes. Par conséquent, même les systèmes jugés les plus efficaces ne peuvent donner qu'une assurance raisonnable de la qualité ou de préparation et de la présentation des états financiers. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures est exposée au 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 connu une amélioration marquée en 2021. La réussite des campagnes de vaccination contre la COVID-19 à l'échelle mondiale et la solide croissance économique ont entraîné une augmentation de la demande de pétrole brut et de produits raffinés, tandis que l'offre a généralement été à la traîne. Toutefois, au quatrième trimestre de 2021, l'augmentation rapide du variant Omicron et les craintes que l'offre à court terme dépasse la demande ont entraîné une volatilité des marchés du pétrole brut et des produits raffinés. Selon les premières indications, le variant Omicron est un variant qui cause généralement des symptômes plus légers et il pourrait ne pas avoir d'incidence importante sur la reprise de la demande au premier trimestre de 2022. Toutefois, l'ampleur de la résurgence des cas de COVID-19 et des variants est imprévisible et susceptible d'entraîner la volatilité des marchés durant 2022. La politique de l'OPEP+ continue d'appuyer l'équilibre du marché. Le groupe a commencé à relever l'offre graduellement et devrait continuer d'augmenter la production durant 2022.

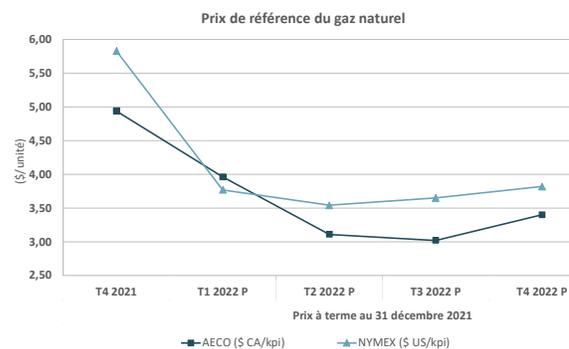
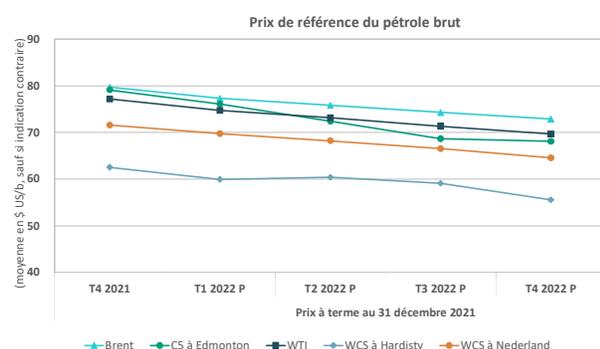
Notre stratégie est axée sur la création de valeur à long terme grâce à un leadership énergétique durable, à faible coût, diversifié et intégré. Notre objectif est de maximiser la valeur pour les actionnaires au moyen de structures de coûts supérieures et d'optimiser les marges tout en offrant un rendement de premier ordre en matière de sécurité et un leadership en matière de facteurs ESG. La société vise en priorité les fonds provenant de l'exploitation disponibles, ce qui permet de réduire la dette, d'augmenter le rendement pour les actionnaires grâce à la croissance des dividendes et au rachat d'actions, de réinvestir dans l'entreprise et d'assurer la diversification. Nous estimons que le maintien d'une solide situation financière permettra à Cenovus de faire face à la volatilité des prix des marchandises.

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

Prix des marchandises sous-tendant les résultats financiers

Nos prévisions des prix des marchandises dépendent 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 conséquences sur la demande mondiale des préoccupations au sujet de la COVID-19 ainsi que de l'efficacité des vaccins contre la COVID-19.
- La mesure dans laquelle les pays membres de l'OPEP+ (y compris la Russie) continueront de réduire la production de brut et le rythme auquel ils décideront d'augmenter la production et la mesure dans laquelle la capacité de réserve existe pour respecter les quotas.
- Nous prévoyons que l'écart WTI-WCS en Alberta restera en grande partie lié à la mesure dans laquelle l'offre correspondra à nos capacités d'exportation, 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 devraient continuer à fluctuer, compte tenu des tendances saisonnières et du volume de traitement des raffineries en Amérique du Nord.



Les prix du gaz naturel ont augmenté considérablement en 2021 par rapport à 2020. La courbe des prix à terme montre que le marché s'attend à ce que les prix au carrefour Henry et à AECO demeurent élevés, mais inférieurs aux sommets du quatrième trimestre de 2021. La production aux États-Unis a augmenté récemment en raison de la complétion des puits, mais la croissance continue nécessitera une augmentation des activités de forage. De faibles réserves de charbon, une forte production de gaz et des exportations élevées de gaz naturel liquéfié soutiennent le marché. Les conditions météorologiques continueront d'influer sur les prix tout au long de l'année.

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

- Engagements et ententes en matière de transport – Nos engagements fermes actuels en matière de capacité à emporter nous permettent d'appuyer les projets de transport servant à acheminer le pétrole brut de nos zones de production jusqu'aux marchés de consommation, notamment aux marchés côtiers.
- Intégration – Les installations de raffinage du pétrole lourd permettent de traiter le brut lourd d'origine canadienne. Sur le plan de la chaîne de valeur, les raffineries sont en mesure de tirer parti à la fois de l'écart WTI-WCS pour le pétrole brut canadien et des écarts sur la vente de produits raffinés.
- Ententes de commercialisation – Nous limitons l'incidence des fluctuations des prix du brut en amont en concluant, directement avec les raffineurs, des contrats de livraison physique comprenant des composantes à prix fixe.
- Stockage dynamique – Notre capacité à recourir à l'importante capacité de stockage de nos réservoirs liés aux sables bitumineux nous donne la souplesse de choisir le calendrier de production et de vente de nos stocks. Nous poursuivons la gestion de nos taux de production en fonction des contraintes limitant la capacité de transport pipelinier, de la réduction de production volontaire et obligatoire et des écarts de prix du brut.
- Les réservoirs de stockage traditionnel du brut à divers emplacements.
- Opérations de couverture financière – Nous limitons l'incidence des fluctuations des prix du brut et des produits raffinés en concluant des opérations financières liées à nos expositions aux prix des stocks.

Grandes priorités de 2022

Nos cinq principaux objectifs stratégiques comprennent : offrir une performance de premier ordre en matière de sécurité et de leadership ESG; maximiser la valeur pour les actionnaires grâce à des structures de coûts concurrentielles et optimiser les marges; maintenir le niveau d'endettement et le réduire davantage; répartition des capitaux axée sur le rendement, intégrant un rendement accru des actionnaires qui offre une valeur ajoutée à nos activités et accroissement des fonds provenant de l'exploitation disponibles pendant les cycles de prix.

Performance de premier ordre en matière de sécurité et de leadership ESG

Notre capacité de fonctionnement repose sur la sécurité de notre personnel et des collectivités et de l'intégrité de nos actifs. Nous avons déterminé que la sécurité et la gouvernance d'entreprise sont notre valeur première et le fondement de nos activités, et qu'elles constituent le pilier de notre exploitation sous tous ses angles. 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.

Nous sommes déterminés à faire preuve de leadership en matière d'ESG et à continuer de prendre des mesures concrètes pour nous positionner comme fournisseur d'énergie de choix à l'échelle mondiale. En décembre 2021, Cenovus a publié des cibles représentant ses cinq domaines d'intervention ESG :

- Climat et émissions GES
- Intendance des eaux.
- Biodiversité.
- Réconciliation avec les peuples autochtones.
- Inclusion et diversité.

Une voie et un programme pour atteindre chaque cible ont été établis, y compris la détermination des leviers et des ressources qui seront nécessaires. Ces engagements sont intégrés dans le plan d'entreprise quinquennal pour veiller à ce que les décisions d'affaires soient harmonisées avec les cibles. Des renseignements supplémentaires sur les efforts et le rendement de la direction pour les aspects environnementaux, sociaux et de gouvernance, y compris nos cibles ESG et nos plans pour les atteindre, sont disponibles dans le rapport ESG 2020 de Cenovus à l'adresse cenovus.com.

Dans le cadre de l'intégration de Cenovus et de Husky, nous avons réalisé un programme d'harmonisation des politiques en 2021. Notre politique actualisée en matière de durabilité, de concert avec notre code de conduite et d'éthique commerciales révisé, guide nos actions et souligne notre engagement à intégrer les considérations environnementales, économiques et sociales dans nos décisions d'affaires. Nous avons également officialisé et publié des politiques sur les droits de la personne et les relations avec les Autochtones qui renforcent nos engagements, nos valeurs et nos comportements. Chaque année, les administrateurs, les membres de la direction et les employés doivent suivre une formation sur les politiques afin de revoir notre politique en matière de durabilité, notre code de conduite et d'éthique commerciale et un certain nombre d'autres politiques et normes clés et de s'y engager.

Structures de coûts concurrentielles et optimisation des marges

Nous avons réalisé nos cibles de synergies annualisées prévues de 1,2 G\$ d'ici la fin de 2021. 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 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.

Maintenir le niveau d'endettement et le réduire davantage

Cenovus a atteint sa dette cible intermédiaire de 10 G\$ en 2021. Au 31 décembre 2021, l'encours de la dette nette se situait à 9,6 G\$. Au 31 décembre 2021, la dette totale s'établissait à 12,4 G\$ et la trésorerie et les équivalents de trésorerie, à 2,9 G\$. Du fait des fonds en caisse et du montant disponible au titre de notre facilité de crédit engagée et de facilités de crédit à vue, nous disposons de liquidités d'environ 10,0 G\$ à la fin de l'exercice 2021. Notre dette nette à long terme cible se situe entre 6 G\$ et 8 G\$. Nous visons un ratio dette nette/BAIIA ajusté cible se situant entre 1,0 x et 1,5 x en creux de cycle, selon un prix du WTI d'environ 45 \$ US le baril.

Répartition des capitaux axée sur le rendement

Compte tenu d'un prix du baril de WTI de 45 \$ US, le programme d'investissement et le dividende actuel de la société sont viables et offrent la possibilité d'accroître le rendement pour les actionnaires sur la durée du plan à mesure que la dette nette diminue. Lorsque la dette nette sera inférieure à 8 G\$, nous prévoyons disposer d'une capacité encore plus grande pour augmenter le rendement pour les actionnaires, notamment par le rachat d'actions et la majoration des dividendes sur les actions ordinaires.

Nos dépenses d'investissement totales prévues se situent entre 2,6 G\$ et 3,0 G\$, ce qui comprend un montant de 200 M\$ à 250 M\$ (à l'exclusion du produit d'assurance) pour la reconstruction de la raffinerie de Superior. Nous continuerons de démontrer de la rigueur dans nos dépenses d'investissement. Nos objectifs pour 2022 datés du 7 décembre 2021 peuvent être consultés sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

Accroissement des fonds provenant de l'exploitation disponibles pendant les cycles de prix

Nos actifs et notre structure de coûts de premier ordre nous permettent d'accroître les fonds provenant de l'exploitation disponibles pendant les cycles de prix. Les actifs diversifiés et la gamme de produits de Cenovus procurent des fonds provenant de l'exploitation disponibles prévisibles et stables et réduisent le risque et la volatilité des flux de trésorerie grâce à l'optimisation de la chaîne des valeurs par le truchement des pipelines, de la logistique et de la commercialisation. Nous pouvons générer de solides marges compte tenu de modestes dépenses d'investissement.

Cenovus a fait ses preuves en matière de fiabilité opérationnelle. Nous nous attendons à ce que la production annuelle en amont se situe entre 780 000 bep/j et 820 000 bep/j et que le total de la production en amont se chiffre entre 530 000 b/j et 580 000 b/j en 2022. 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.

MISE EN GARDE

Renseignements sur le pétrole et le gaz

Barils d'équivalent de pétrole – Les volumes de gaz naturel ont été convertis en 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 un 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 ») à propos des attentes, des estimations et des projections actuelles de la société formulées à la lumière de l'expérience et de la perception des tendances historiques de la société. La société estime que les prévisions énoncées dans cette information prospective sont raisonnables, mais rien ne garantit que ces prévisions se révéleront exactes.

L'information prospective se reconnaît à des termes comme « prévoir », « croire », « capacité », « s'engager à », « continuer », « planifier », « projeter », « accent », « prévisions », « avenir », « futur », « perspectives », « indication », « éventuel », « projection », « échéancier », « souhaiter », « cible », « réaliser », « viser », « estimer », « favoriser », « à terme » ou des expressions analogues et comprend des suggestions de résultats futurs, y compris des déclarations à propos de ce qui suit : atténuer l'incidence de la volatilité des écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole brut; dégager de la valeur de notre production de pétrole brut et de gaz naturel; optimiser les marges de la chaîne de valeur du pétrole lourd; réduire les écarts de prix du pétrole lourd de l'Alberta; maintenir une exposition aux prix des marchandises à l'échelle mondiale; procurer de la valeur à long terme; performance en matière de sécurité; leadership en matière de facteurs ESG; fonds provenant de l'exploitation disponibles; réduction de la dette; valeur et rendement pour les actionnaires; réinvestir dans l'entreprise et la diversification; maintenir une solide situation financière; cible de dette nette à plus long terme de la société; rachat de billets en circulation; reprise de projets; intégration des considérations de développement durable dans les décisions d'affaires de la société; réduire à zéro la production nette d'émissions de GES provenant des activités d'exploitation des sables bitumineux d'ici 2050; santé et sécurité du personnel de la société et du grand public; puits de mise en valeur à cycle court et à rendement élevé; prévisions de dépenses d'investissement; production estimative; début de la production de vapeur à Narrows Lake; prospection et production initiale de nouveaux champs ou projets; reprise ou production des champs ou projets abandonnés; évaluation des projets reportés et décisions à cet égard; remise en exploitation de la raffinerie de Superior; financement à court terme; maintien des notations de premier ordre de la société; ratio dette nette/BAIIA ajusté; réduction des risques; maintien d'une discipline rigoureuse en matière de capital; ajuster le montant des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation, effectuer des prélèvements sur ses facilités de crédit ou rembourser des emprunts en cours, ajuster le montant des dividendes versés aux actionnaires, racheter des actions ordinaires de la société aux fins d'annulation, émettre de nouveaux titres d'emprunt ou de nouvelles actions; évaluer toutes les possibilités en fonction d'un prix du WTI de 45 \$ US le baril; maintenir une structure financière prudente et souple et une situation financière vigoureuse; restructurer les participations directes dans les provinces de l'Atlantique; résilience financière; responsabilités découlant de poursuites judiciaires; créer de la valeur; les perspectives de la société pour les marchandises et le dollar canadien; intégration des secteurs en amont; atténuer l'incidence des écarts de prix du pétrole brut et des produits raffinés; les cinq principaux objectifs stratégiques et les cinq secteurs ESG clés de la société; prise en compte des considérations environnementales, économiques et sociales dans la prise de décisions d'affaires; économies, structure de coûts sous-jacente et relèvement des marges; gains d'efficacité; maintien du dividende actuel en fonction d'un prix du WTI de 45 \$ US; accélérer ou freiner la production. Les lecteurs ne devraient pas se fier indûment à l'information prospective, car les résultats réels de la société peuvent différer considérablement de ceux que laissent entendre, explicitement ou implicitement, ces énoncés.

Les énoncés qui se rapportent aux « réserves » sont réputés être de l'information prospective, car l'existence de ces réserves dans les quantités prédites ou estimées, de même que la rentabilité de leur production dans les exercices à venir, relèvent implicitement d'estimations et d'hypothèses. Les lecteurs sont priés de noter que l'expression « indice de durée de vie des réserves » peut être trompeuse, particulièrement si elle est utilisée hors contexte. Cette mesure est utilisée à des fins d'harmonisation avec les autres sociétés pétrolières et gazières et ne reflète pas la durée de vie réelle des réserves.

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 la société et dans d'autres, appartiennent à l'industrie en général. Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective comprennent notamment les prix prévisionnels du pétrole et du gaz naturel, des liquides de gaz naturel, des condensats et des produits raffinés, les écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd; la capacité de la société de réaliser les avantages escomptés et les synergies prévues de l'arrangement; la capacité de la société d'intégrer avec succès les activités de l'ancienne société Husky avec les siennes et les coûts qui y sont associés; l'exactitude des évaluations entreprises dans le cadre de l'arrangement; les volumes de production prévus; les niveaux d'investissements projetés, la flexibilité des plans d'immobilisations et les sources associées de financement; l'absence de changements importants inopportuns aux politiques gouvernementales, aux lois et règlements (y compris en matière de changements climatiques), aux relations avec les Autochtones, aux taux d'intérêt, à l'inflation, aux taux de change, aux conditions de concurrence et à l'offre et à la demande de pétrole brut, de gaz naturel, de LGN, de condensats et de produits raffinés; l'instabilité politique, économique et sociale des territoires où la société exerce ses activités; l'absence d'interruptions importantes des activités, résultant entre autres de conditions météorologiques rigoureuses, de catastrophes naturelles, d'accidents, de l'instabilité civile ou d'autres événements analogues; les conditions climatiques influant sur les régions où la société exerce ses activités; 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 l'action de la société et de sa capitalisation boursière à long terme; les occasions de rachat d'actions à des fins d'annulation à des prix acceptables pour la société; la suffisance des fonds en caisse, des flux de trésorerie, des facilités de crédit existantes, la gestion du portefeuille de la société et l'accès au capital et à la couverture d'assurance pour poursuivre et financer les futurs plans d'investissement, de développement durable et d'aménagement et les dividendes, y compris la majoration de ces derniers; l'avantage économique provenant de la production du secteur Hydrocarbures classiques de la société en tant que source de combustible tant pour les sables bitumineux que pour les activités de raffinage de la société; la réalisation de la capacité prévue de stocker des barils non encore produits dans les réservoirs de sables bitumineux de la société, y compris la capacité de la société 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 la mesure dans laquelle des réductions volontaires de l'offre dictées par l'économie sont effectuées, la mise en œuvre possible du programme de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge Inc., l'achèvement du projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain et l'intensité du transport ferroviaire de pétrole brut; l'atténuation de l'incidence d'un élargissement éventuel des écarts sur une partie des volumes de pétrole brut WCS de la société grâce à sa capacité de raffinage, à ses installations de stockage dynamique, à ses engagements pipeliniers, à ses engagements de transport ferroviaire de pétrole brut et à ses opérations de couverture financière; la capacité de la société de produire sans contrainte à partir des installations des sables bitumineux; 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; la capacité de la société 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'investissement, des projets de mise en valeur ou de leurs étapes; la capacité de la société de dégager des flux de trésorerie suffisants pour lui permettre de s'acquitter de ses obligations présentes et futures; les coûts estimatifs d'abandon et de remise en état, notamment les droits et les règlements s'y rapportant; la capacité de la société à attirer et à retenir du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; la capacité de la société à conclure des acquisitions et des cessions selon des modalités de transaction souhaitées et selon le calendrier prévu; l'exactitude des scénarios et des hypothèses climatiques, y compris les données de tiers sur lesquelles la société s'appuie; la capacité de la société de disposer de toutes les technologies et de tout le matériel nécessaires et de les mettre en œuvre pour obtenir les résultats futurs escomptés, notamment en ce qui concerne le climat et les cibles et les ambitions en matière d'émissions de GES ainsi que la viabilité commerciale et l'évolutivité des stratégies de réduction des émissions et des technologies et produits connexes; la collaboration continue avec le gouvernement, l'initiative pour des sables bitumineux carboneutres et d'autres organisations de l'industrie; les incidences escomptées 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; les conditions générales des marchés et de l'économie; l'inflation prévue et d'autres conditions inhérentes aux indications pour 2022 de Cenovus présentées à l'adresse cenovus.com et plus loin dans le présent document; la disponibilité d'entreprises détenues ou exploitées par des Autochtones et la capacité de Cenovus de les conserver; et les autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents que nous déposons auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières.

Les indications pour 2022, mises à jour le 7 décembre 2021 et présentées à l'adresse cenovus.com, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent, 74,00 \$ US/b; prix du WTI, 71,00 \$ US/b; WCS, 55,00 \$ US/b; écart WTI-WCS, 16,00 \$ US le baril; prix du gaz naturel AECO, 3,70 \$/kpi³; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 18,00 \$ US/b; taux de change, 0,79 \$ US/\$ CA.

Parmi les facteurs de risque et les incertitudes susceptibles de faire différer sensiblement les résultats réels de la société de l'information prospective figurent notamment les suivants : l'incidence de la pandémie de COVID-19 et de ses variants sur les activités de la société, y compris les restrictions, confinements et mesures de traitement connexes prises par les différents paliers administratifs dans les juridictions où la société exerce ses activités; le succès remporté par les nouvelles politiques de prévention en milieu de travail de la société contre le virus et le retour au lieu de travail de son personnel; la capacité de la société de réaliser les avantages escomptés de l'arrangement dans les délais prévus ou son incapacité à les réaliser; la capacité de la société d'intégrer avec succès les activités de l'ancienne Husky avec les siennes dans les délais prévus et de façon rentable; les passifs imprévus ou sous-estimés associés à l'arrangement; les risques liés aux acquisitions et aux cessions; la capacité de la société à disposer d'une partie ou de l'ensemble des technologies nécessaires pour exploiter ses actifs de manière efficace, ou de le mettre en place et de réaliser les résultats futurs attendus, notamment le respect des cibles en matière de climat et de réduction des émissions de GES et la viabilité et l'évolutivité sur le plan commercial des stratégies de réduction des émissions ainsi que les technologies et les produits connexes; l'élaboration et la mise en œuvre de stratégies permettant d'atteindre les objectifs et les ambitions en matière de climat et d'émissions de GES; les répercussions de l'endettement accru de la société; l'incidence des importants nouveaux actionnaires; la volatilité des prix des marchandises et d'autres hypothèses connexes relatives aux prix des marchandises; une période prolongée de repli des marchés; le risque de change, notamment en ce qui a trait aux ententes libellées en devises; les liquidités suffisantes de la société pour lui permettre de maintenir ses activités en période prolongée de repli; le fait que l'écart WTI-WCS en Alberta ne reste pas en grande partie relié à la mesure dans laquelle des réductions volontaires de l'offre dictées par l'économie seront effectuées, la mise en œuvre possible du programme de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge Inc., l'achèvement du projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain et l'intensité du transport ferroviaire de pétrole brut; la capacité de la société à abaisser les frais de transport grâce à l'interruption temporaire du programme de transport ferroviaire de pétrole brut; la capacité de la société de réaliser les incidences prévues de sa capacité de stocker des barils non encore produits dans ses 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 du programme de gestion des risques de la société, y compris l'effet des instruments financiers dérivés; l'efficacité des stratégies de couverture de la société 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 l'action de la société et à sa capitalisation boursière; la concurrence, notamment celle issue des nouvelles formes d'énergie; les risques inhérents aux activités de commercialisation de la société, y compris les risques de crédit; l'exposition aux contreparties et aux partenaires, y compris la capacité et la volonté de ces parties d'acquiescer leurs obligations contractuelles en temps voulu; les risques inhérents à l'exploitation du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de la société, notamment les risques pour la santé, la sécurité et l'environnement; la capacité de la société à maintenir le ratio dette nette/BAIIA ajusté et le ratio dette nette/capitaux permanents souhaitables; la capacité de la société de faire appel à des sources diverses de capitaux d'emprunt et de capitaux propres, et de le faire selon des modalités acceptables; la capacité de la société de financer les dépenses d'investissement de croissance et de maintien; la modification des notations de crédit qui lui sont accordées ou qui sont accordées à ses titres; les changements apportés aux plans en matière de dividendes; la capacité de la société 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 des estimations et jugements comptables de la société; la capacité de la société de remplacer et d'accroître ses réserves de pétrole brut et de gaz naturel; 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 des actifs ou du goodwill de la société; la capacité de la société de maintenir ses relations avec ses partenaires et de parvenir à gérer et à exploiter ses activités intégrées; la fiabilité des actifs de la société, notamment pour atteindre les objectifs en matière de production; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et de processus de fabrication; la survenance d'événements inattendus donnant lieu à des interruptions des activités, comme les éruptions, les incendies, les explosions, les incidents reliés au transport par rail ou les déraillements, les incidents de vol, les fuites de gaz, la migration des substances dangereuses, la perte de confinement, les déversements d'installations extracôtières et de navires aux terminaux ou aux plateformes centrales, à la suite de fuites de pipelines ou autres, la corrosion, les épidémies ou les pandémies, et autres catastrophes, notamment les guerres, les conditions atmosphériques extrêmes, les désastres naturels, les incidents impliquant des icebergs, les actes de vandalisme et de terrorisme, et d'autres accidents ou dangers pouvant se produire pendant le transport entre les sites commerciaux ou industriels, ou encore d'autres accidents ou événements semblables; les marges de raffinage et de commercialisation; l'accroissement des coûts, entre autres en raison des pressions inflationnistes sur les charges d'exploitation, notamment la main-d'œuvre, les matériaux, le gaz naturel et les autres sources énergétiques utilisées dans les procédés d'exploitation des sables bitumineux, et l'augmentation des franchises ou des primes d'assurance; le coût et la disponibilité du matériel nécessaire aux activités de la société; l'accueil

éventuellement défavorable ou passager réservé aux produits sur le marché; les risques propres à la réputation de l'industrie énergétique et de la société, 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 des activités de la société, 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; la capacité de la société d'accéder aux marchés et d'assurer convenablement et de manière rentable le transport de ses produits, y compris 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 la capacité de la société à recruter les personnes qui les possèdent et à les maintenir en poste; l'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 la société exerce des activités ou de toute infrastructure sur laquelle elle s'appuie, 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 aux désignations d'utilisation des terres, le régime de redevances, les impôts et les taxes, l'environnement, les GES, le carbone, les changements climatiques et d'autres lois et règlements ou l'évolution de l'interprétation qui en est faite, dans leur version adoptée ou proposée, leurs répercussions et les coûts de conformité connexes; les périodes prévues d'entrée en vigueur de diverses prises de position en comptabilité, de modifications de règles comptables et de normes comptables, ainsi que leur incidence projetée sur les activités, les résultats financiers et les états financiers consolidés de la société; 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 la société exerce des activités ou qu'elle approvisionne; l'état de ses relations avec les collectivités au sein desquelles elle exerce ses activités, notamment les collectivités autochtones; la survenance d'événements imprévus tels que les protestations, les pandémies, la guerre et les menaces terroristes et l'instabilité qui en résulte; et les risques liés aux poursuites, aux propositions des actionnaires et aux mesures réglementaires, actuelles et éventuelles, visant la société. En outre, les mesures que nous avons prises pour mettre en œuvre les cibles, les engagements et les ambitions liées aux domaines d'intérêt en matière d'ESG pourraient avoir une incidence négative sur notre entreprise, nos plans de croissance et les résultats futurs de nos activités.

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive et qu'elle est fournie à la date du présent rapport de gestion. Des événements ou des situations peuvent faire en sorte que les résultats réels de la société diffèrent de manière significative des résultats estimés ou prévus exprimés, de manière expresse ou implicite, dans l'information prospective. Pour l'analyse détaillée des principaux facteurs de risque de la société, 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 la société 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.

L'information concernant la société ou reliée au site Web de la société, à l'adresse cenovus.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
MSH	Mélange synthétique de Husky		

DÉFINITIONS

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

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

MESURES FINANCIÈRES DÉTERMINÉES

Certaines mesures financières qui figurent dans le présent document, notamment la marge d'exploitation, la marge d'exploitation des secteurs en amont et en aval, la marge d'exploitation par actif, les coûts d'intégration totaux, les fonds provenant de l'exploitation ajustés, les fonds provenant de l'exploitation disponibles, la dette nette, la dette nette totale, le ratio dette nette/BAIIA ajusté, le ratio dette nette/capitaux permanents, la dette nette cible prévisionnelle, les passifs financiers à long terme, les dépenses d'investissement par actif, la marge brute, la marge de raffinage, les charges d'exploitation unitaires, les charges d'exploitation par baril prévisionnelles, les dépenses d'investissement prévisionnelles, les coûts d'intégration prévisionnels, les charges d'amortissement et d'épuisement unitaires et les prix nets opérationnels (y compris la composante bep des prix nets opérationnels et le total des prix nets opérationnels) ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les IFRS.

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 financière hors PCGR ou mesure financière déterminée et son rapprochement, s'il y a lieu, sont fournis dans la présente mise en garde et pourraient aussi être présentés dans les rubriques « Résultats d'exploitation et résultats financiers » et « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

Marge d'exploitation

La marge d'exploitation et la marge d'exploitation par actif sont des mesures hors PCGR qui permettent d'assurer la comparabilité de la performance financière d'une période à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie de nos actifs et de nos activités. 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.

Exercice clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Secteurs en amont			Secteurs en aval			Total		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019	2021	2020	2019
Produits des activités ordinaires									
Chiffre d'affaires brut ¹⁾	27 844	9 708	14 036	26 673	4 815	8 368	54 517	14 523	22 404
Déduire : Redevances ²⁾	2 454	371	1 173	—	—	—	2 454	371	1 173
	25 390	9 337	12 863	26 673	4 815	8 368	52 063	14 152	21 231
Charges									
Produits achetés ^{1), 2)}	4 843	1 530	2 471	23 526	4 429	6 735	28 369	5 959	9 206
Transport et fluidification ²⁾	7 930	4 764	5 234	—	—	—	7 930	4 764	5 234
Charges d'exploitation ²⁾	3 241	1 476	1 406	2 258	785	918	5 499	2 261	2 324
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	788	268	23	104	(21)	(16)	892	247	7
Marge d'exploitation	8 588	1 299	3 729	785	(378)	731	9 373	921	4 460

1) Les résultats de périodes antérieures ont été ajustés pour tenir compte du changement dans la présentation des swaps sur les produits et de certains achats de tiers utilisés dans les activités de fluidification et d'optimisation. Voir la rubrique « Ajustements aux états consolidés des résultats » du présent rapport de gestion.

2) 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.

(en millions de dollars)	Secteurs en amont				Secteurs en aval				Total			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Produits des activités ordinaires												
Chiffre d'affaires brut ¹⁾	8 237	7 354	6 128	6 125	8 135	7 530	6 318	4 690	16 372	14 884	12 446	10 815
Déduire : Redevances	815	733	533	373	—	—	—	—	815	733	533	373
	7 422	6 621	5 595	5 752	8 135	7 530	6 318	4 690	15 557	14 151	11 913	10 442
Charges												
Produits achetés ¹⁾	1 410	1 270	921	1 242	7 348	6 708	5 502	3 968	8 758	7 978	6 423	5 210
Transport et fluidification	2 387	1 941	1 802	1 800	—	—	—	—	2 387	1 941	1 802	1 800
Activités d'exploitation	865	800	791	785	689	537	515	517	1 554	1 337	1 306	1 302
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	202	168	188	230	56	17	10	21	258	185	198	251
Marge d'exploitation	2 558	2 442	1 893	1 695	42	268	291	184	2 600	2 710	2 184	1 879

1) Les résultats de périodes antérieures ont été ajustés pour tenir compte du changement dans la présentation des swaps sur les produits et de certains achats de tiers utilisés dans les activités de fluidification et d'optimisation. Voir la rubrique « Ajustements aux états consolidés des résultats » du présent rapport de gestion.

(en millions de dollars)	2020											
	Secteurs en amont				Secteurs en aval				Total			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Produits des activités ordinaires												
Chiffre d'affaires brut ¹⁾	2 749	2 746	1 566	2 647	1 124	1 252	857	1 582	3 873	3 998	2 423	4 229
Déduire : Redevances ²⁾	143	153	21	54	—	—	—	—	143	153	21	54
	2 606	2 593	1 545	2 593	1 124	1 252	857	1 582	3 730	3 845	2 402	4 175
Charges												
Produits achetés ^{1), 2)}	334	389	350	457	1 016	1 133	549	1 731	1 350	1 522	899	2 188
Transport et fluidification ²⁾	1 149	1 036	651	1 928	—	—	—	—	1 149	1 036	651	1 928
Charges d'exploitation ²⁾	389	367	316	404	192	187	186	220	581	554	502	624
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	40	137	66	25	(15)	2	(7)	(1)	25	139	59	24
Marge d'exploitation	694	664	162	(221)	(69)	(70)	129	(368)	625	594	291	(589)

1) Les résultats de périodes antérieures ont été ajustés pour tenir compte du changement dans la présentation des swaps sur les produits et de certains achats de tiers utilisés dans les activités de fluidification et d'optimisation. Voir la rubrique « Ajustements aux états consolidés des résultats » du présent rapport de gestion.

2) 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 actif

Exercice clos le 31 décembre (en millions de dollars)	2021		
	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extracôtière ¹⁾
Produits des activités ordinaires			
Chiffre d'affaires brut	1 342	440	1 782
Déduire : Redevances	79	29	108
	1 263	411	1 674
Charges			
Transport et fluidification	—	15	15
Activités d'exploitation	103	136	239
Marge d'exploitation	1 160	260	1 420

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

(en millions de dollars)	2021											
	Région de l'Asie-Pacifique				Région de l'Atlantique				Production extracôtière ¹⁾			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Produits des activités ordinaires												
Chiffre d'affaires brut	377	336	308	321	143	68	119	110	520	404	427	431
Déduire : Redevances	26	20	16	17	8	4	9	8	34	24	25	25
	351	316	292	304	135	64	110	102	486	380	402	406
Charges												
Transport et fluidification	—	—	—	—	5	3	3	4	5	3	3	4
Activités d'exploitation	29	28	24	22	44	21	35	36	73	49	59	58
Marge d'exploitation	322	288	268	282	86	40	72	62	408	328	340	344

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

Coûts d'intégration totaux

Les coûts d'intégration totaux constituent une mesure financière hors PCGR qui représente les coûts engagés en raison de l'arrangement, exclusion faite des frais d'émission d'actions.

(en millions de dollars)	2021				
	T4	T3	T2	T1	
Coûts d'intégration ¹⁾	349	47	45	34	223
Coûts d'intégration incorporés à l'actif ²⁾	53	4	15	12	22
Coûts d'intégration totaux	402	51	60	46	245

1) Selon les états consolidés des résultats et les états financiers consolidés.

2) Coûts inclus dans les dépenses d'investissement dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie.

Fonds provenant de l'exploitation ajustés et fonds provenant de l'exploitation disponibles

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. C'est le point de départ pour calculer les fonds provenant de l'exploitation disponibles. 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 produits à recevoir, 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 crédateurs, des charges à payer et du passif d'impôt.

Les fonds provenant de l'exploitation disponibles constituent une mesure financière hors PCGR qui permet d'évaluer les fonds disponibles dont dispose la société après avoir financé ses programmes d'investissement. 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, moins les dépenses d'investissement.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2021	2020	2019
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	5 919	273	3 285
(Ajouter) déduire :			
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(102)	(42)	(52)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(1 227)	198	(333)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés²⁾	7 248	116	3 670
Dépenses d'investissement	2 563	841	1 176
Fonds provenant de l'exploitation disponibles²⁾	4 685	(724)	2 494

1) Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour que leur présentation soit conforme à la définition du présent rapport de gestion.

(en millions de dollars)	2021				2020			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 184	2 138	1 369	228	250	732	(834)	125
(Ajouter) déduire :								
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(35)	(38)	(18)	(11)	(6)	(3)	(2)	(31)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	271	(166)	(430)	(902)	(77)	328	(363)	310
Fonds provenant de l'exploitation ajustés¹⁾	1 948	2 342	1 817	1 141	333	407	(469)	(154)
Dépenses d'investissement	835	647	534	547	242	148	147	304
Fonds provenant de l'exploitation disponibles¹⁾	1 113	1 695	1 283	594	91	259	(616)	(458)

1) Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour que leur présentation soit conforme à la définition du présent rapport de gestion.

Dettes nette, dette totale, dette nette cible, ratio dette nette/capitaux permanents, ratio dette nette/BAIIA ajusté et ratio dette nette/BAIIA ajusté cible

Ces ratios sont utilisés pour gérer la dette globale de Cenovus et servent de mesures de la santé financière générale de la société.

La dette nette est une mesure financière déterminée qui permet de surveiller notre structure du capital. Notre dette nette cible prévisionnelle représente le montant de dette net que la société souhaite établir et maintenir. La dette nette s'entend de la dette totale, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des placements à court terme. La dette totale s'entend des emprunts à court terme et de la partie courante et de la partie non courante de la dette à long 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, l'amortissement et l'épuisement, les dépenses de prospection, les pertes de valeur du goodwill, les profits ou les pertes latents liés à la gestion des risques, les profits ou les pertes de change, le profit lié à la réévaluation, la réévaluation du paiement éventuel, 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 12 mois.

Notre ratio dette nette/BAIIA ajusté prévisionnel représente le montant du ratio dette nette/BAIIA ajusté que la société souhaite établir et maintenir.

(en millions de dollars)	31 décembre 2021	1 ^{er} janvier 2021 ¹⁾	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Emprunts à court terme	79	161	121	—
Partie courante de la dette à long terme	—	—	—	—
Dette à long terme	12 385	14 043	7 441	6 699
Dette totale	12 464	14 204	7 562	6 699
Déduire : Trésorerie et équivalents de trésorerie	(2 873)	(1 113)	(378)	(186)
Dette nette	9 591	13 091	7 184	6 513
Capitaux propres	23 596		16 707	19 201
Capitaux permanents	33 187		23 891	25 714
Ratio dette nette/capitaux permanents (%)	29		30	25
BAIIA ajusté	8 086		606	4 143
Ratio dette nette/BAIIA ajusté (fois)	1,2		11,9	1,6

1) Ces montants comprennent les soldes au 31 décembre 2020 et la juste valeur des montants repris dans le cadre de l'arrangement. La juste valeur des montants repris dans le cadre de l'arrangement représente des emprunts à court terme de 40 M\$, la dette à long terme de 6,6 G\$ ainsi que la trésorerie et les équivalents de trésorerie de 735 M\$.

(en millions de dollars)	2021				2020			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Emprunts à court terme	79	48	65	266	121	137	299	602
Partie courante de la dette à long terme	—	545	632	—	—	—	—	—
Dette à long terme	12 385	12 441	12 748	13 947	7 441	7 797	8 085	6 979
Dette totale	12 464	13 034	13 445	14 213	7 562	7 934	8 384	7 581
Déduire : Trésorerie et équivalents de trésorerie	(2 873)	(2 010)	(1 055)	(873)	(378)	(404)	(152)	(160)
Dette nette	9 591	11 024	12 390	13 340	7 184	7 530	8 232	7 421
Capitaux propres	23 596	24 373	23 629	23 618	16 707	17 032	17 311	17 734
Capitaux permanents	33 187	35 397	36 019	36 958	23 891	24 562	25 543	25 155
Ratio dette nette/capitaux permanents (%)	29	31	34	36	30	31	32	30
BAIIA ajusté	8 086	6 327	4 369	2 584	606	900	1 360	2 386
Ratio dette nette/BAIIA ajusté (fois)	1,2	1,7	2,8	5,2	11,9	8,4	6,1	3,1

Total des passifs à long terme

Le total des passifs à long terme constitue une mesure hors GAAP. Cette mesure est présentée conformément aux exigences du Règlement 51-202 sur les obligations d'information continue (le « Règlement 51-102 ») et elle s'entend du total des passifs moins le total du passif courant.

31 décembre (en millions de dollars)	2021	2020	2019
Dette à long terme	12 385	7 441	6 699
Obligations locatives	2 685	1 573	1 720
Paiement conditionnel	—	27	64
Passifs relatifs au démantèlement	3 906	1 248	1 235
Autres passifs	929	181	241
Impôt différé	3 286	3 234	4 032
Total des passifs à long terme	23 191	13 704	13 991

Dépenses d'investissement par actif et dépenses d'investissement prévisionnelles

Les dépenses d'investissement par actif sont une mesure financière déterminée qui représente les dépenses d'investissement antérieures pour les actifs indiqués. Les dépenses d'investissement prévisionnelles sont une mesure financière déterminée qui représente les dépenses d'investissement futures prévues.

Marge brute, marge de raffinage et charges d'exploitation unitaires

La marge brute, la marge de raffinage et les charges d'exploitation unitaires sont des mesures financières déterminées utilisées pour évaluer la performance de nos activités en aval. La marge brute correspond aux produits des activités ordinaires déduction faite des produits achetés. La marge de raffinage correspond à la marge brute divisée par le nombre de barils de brut produits. Les charges d'exploitation unitaires correspondent aux charges d'exploitation divisées par le nombre de barils de brut produits.

Fabrication au Canada

Exercice clos le 31 décembre (en millions de dollars)	2021			Selon les états financiers consolidés
	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Autres ¹⁾	
Produits des activités ordinaires	2 559	817	1 096	4 472
Produits achetés	2 041	659	852	3 552
Marge brute	518	158	244	920

(en millions de dollars)	Données d'exploitation		
	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Données consolidées
Production de pétrole brut (kb/j)	79,0	27,5	106,5
Marge de raffinage (\$/b)	17,99	15,64	23,64

¹⁾ Comprendent l'éthanol, les activités de transport ferroviaire de pétrole brut et les activités de commercialisation.

(en millions de dollars)	2021													Selon les états financiers consolidés intermédiaires			
	Usine de valorisation de Lloydminster				Raffinerie de Lloydminster				Autres ¹⁾				T4	T3	T2	T1	
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	
Produits des activités ordinaires	748	684	601	526	206	278	197	136	409	253	290	144	1 363	1 215	1 088	806	
Produits achetés	592	556	484	409	172	230	152	105	364	200	171	117	1 128	986	807	631	
Marge brute	156	128	117	117	34	48	45	31	45	53	119	27	235	229	281	175	

	Données d'exploitation												Données consolidées			
	Usine de valorisation de Lloydminster				Raffinerie de Lloydminster								T4	T3	T2	T1
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Production de pétrole brut (kb/j)	80,4	81,2	76,1	78,4	27,9	27,1	27,4	27,8					108,3	108,3	103,5	106,2
Marge de raffinage (\$/b)	21,05	16,93	16,90	16,64	13,25	19,29	18,03	12,43					23,60	22,89	29,78	18,40

1) Comprennent l'éthanol, les activités de transport ferroviaire de pétrole brut et les activités de commercialisation.

Fabrication aux États-Unis

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2021	2020 ¹⁾	2019 ¹⁾
Produits des activités ordinaires ²⁾	20 043	4 733	8 291
Produits achetés ²⁾	17 955	4 429	6 735
Marge brute	2 088	304	1 556
Production de pétrole brut (kb/j)	401,5	185,9	221,3
Marge de raffinage (\$/b)	14,25	4,47	19,26

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

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

(en millions de dollars)	2021				2020			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Produits des activités ordinaires ²⁾	6 154	5 723	4 729	3 437	1 100	1 237	841	1 555
Produits achetés ²⁾	5 635	5 171	4 229	2 920	1 016	1 133	549	1 731
Marge brute	519	552	500	517	84	104	292	(176)
Production de pétrole brut (kb/j)	361,6	445,8	435,5	362,9	169,0	191,1	162,3	221,1
Marge de raffinage (\$/b)	15,63	13,45	12,59	15,84	5,40	5,91	19,77	(8,75)

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

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

Vente¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2021	Exercice clos le 31 décembre 2021
Produits des activités ordinaires	618	2 158
Produits achetés	585	2 019
Marge brute	33	139

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

Charges d'amortissement et d'épuisement unitaires

La charges d'amortissement et d'épuisement unitaires sont une mesure financière déterminée qui sert à calculer les charges d'amortissement et d'épuisement unitaires de production. Notre définition des charges d'amortissement et d'épuisement unitaires est la suivante : dotation aux amortissements divisée par la production.

Exercice clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés ¹⁾		Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ²⁾		Base de calcul de l'amortissement et l'épuisement par bep
	(Dépréciations) reprises	Autres	(Dépréciations) reprises	Autres	
Sables bitumineux	2 666	—	—	(263)	2 403
Hydrocarbures classiques	3	378	—	63	444
Production extracôtière	492	—	70	134	696

Exercice clos le 31 décembre 2020 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés ¹⁾		Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ²⁾		Base de calcul de l'amortissement et l'épuisement par bep
	(Dépréciations) reprises	Autres	(Dépréciations) reprises	Autres	
Sables bitumineux	1 687	—	—	(238)	1 449
Hydrocarbures classiques	880	(555)	(555)	(2)	323

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

2) 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.

Rapprochements des prix nets opérationnels

Le prix net opérationnel est une mesure financière 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 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 brut, ce qui facilite son transport vers les marchés.

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. Les rapprochements des prix nets opérationnels pour les premier, deuxième et troisième trimestres de 2021 peuvent être consultés dans les rapports de gestion des trimestres respectifs, à l'exception des résultats du secteur amont et des sables bitumineux qui ont été présentés ci-dessous.

Production totale

Résultats financiers en amont

Exercice clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés ¹⁾		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⁾	Total en amont
Chiffre d'affaires brut	27 844	(6 311)	(4 545)	(710)	224	(390)	16 112
Redevances	2 454	—	—	—	52	—	2 506
Produits achetés	4 843	—	(4 545)	—	—	(298)	—
Transport et fluidification	7 930	(6 311)	—	—	—	—	1 619
Activités d'exploitation	3 241	—	(8)	(710)	25	(36)	2 512
Prix nets opérationnels	9 376	—	8	—	147	(56)	9 475
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	788	—	(2)	—	—	—	786
Marge d'exploitation	8 588	—	10	—	147	(56)	8 689

Exercice clos le 31 décembre 2020 (en millions de dollars) ⁶⁾	Selon les états financiers consolidés ¹⁾		Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Total en amont	Condensats	Tierces sources ⁵⁾	Réduction de valeur des stocks ⁷⁾	Consommation interne ²⁾	Autres ⁴⁾	Total en amont
Chiffre d'affaires brut ³⁾	9 708	(3 452)	(1 559)	—	(295)	(58)	4 344
Redevances	371	—	—	(1)	—	—	370
Produits achetés ⁵⁾	1 530	—	(1 559)	—	—	29	—
Transport et fluidification	4 764	(3 452)	—	1	—	—	1 313
Activités d'exploitation	1 476	—	—	—	(295)	(72)	1 109
Prix nets opérationnels	1 567	—	—	—	—	(15)	1 552
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	268	—	—	—	—	—	268
Marge d'exploitation	1 299	—	—	—	—	(15)	1 284

Exercice clos le 31 décembre 2019 (en millions de dollars) ⁶⁾	Selon les états financiers consolidés		Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Total en amont ¹⁾	Condensats	Tierces sources ⁵⁾	Consommation interne ²⁾	Autres ⁴⁾	Total en amont	
Chiffre d'affaires brut ³⁾	14 036	(4 021)	(2 507)	(222)	(64)	7 222	
Redevances	1 173	—	—	—	(7)	1 166	
Produits achetés ⁵⁾	2 471	—	(2 507)	—	36	—	
Transport et fluidification	5 234	(4 021)	—	—	1	1 214	
Activités d'exploitation	1 406	—	—	(222)	(63)	1 121	
Prix nets opérationnels	3 752	—	—	—	(31)	3 721	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	23	—	—	—	—	23	
Marge d'exploitation	3 729	—	—	—	(31)	3 698	

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

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 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 résultats de périodes antérieures ont été ajustés pour tenir compte du changement dans la présentation des swaps sur les produits et de certains achats de tiers utilisés dans les activités de fluidification et d'optimisation. Voir la rubrique « Ajustements aux états des résultats consolidés » du présent rapport de gestion.*

6) *Les chiffres des périodes antérieures ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour les secteurs opérationnels de la période considérée.*

7) *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. Ces montants sont présentés après déduction des reprises de perte de valeur des stocks.*

Trimestre clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires					Ajustements		Base pour le calcul des prix nets opérationnels	
	Total en amont ¹⁾	Condensats	Tierces sources	Consommation interne ²⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ³⁾	Autres ^{4), 7)}	Total en amont		
Chiffre d'affaires brut	8 237	(1 989)	(1 291)	(241)	62	(146)		4 632	
Redevances	815	—	—	—	29	—		844	
Produits achetés	1 410	—	(1 291)	—	—	(119)		—	
Transport et fluidification	2 387	(1 989)	—	—	—	—		398	
Activités d'exploitation	865	—	(8)	(241)	7	(3)		620	
Prix nets opérationnels	2 760	—	8	—	26	(24)		2 770	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	202	—	—	—	—	—		202	
Marge d'exploitation	2 558	—	8	—	26	(24)		2 568	

Trimestre clos le 31 décembre 2020 (en millions de dollars) ⁵⁾	Selon les états financiers consolidés intermédiaires					Ajustements		Base pour le calcul des prix nets opérationnels	
	Total en amont ¹⁾	Condensats	Tierces sources	Consommation interne ²⁾	Autres ⁴⁾	Total en amont			
Chiffre d'affaires brut ⁶⁾	2 749	(853)	(339)	(92)	(16)			1 449	
Redevances	143	—	—	—	—			143	
Produits achetés ⁵⁾	334	—	(339)	—	5			—	
Transport et fluidification	1 149	(853)	—	—	—			296	
Activités d'exploitation	389	—	—	(92)	(18)			279	
Prix nets opérationnels	734	—	—	—	(3)			731	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	40	—	—	—	—			40	
Marge d'exploitation	694	—	—	—	(3)			691	

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

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 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 antérieures ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour les secteurs opérationnels de la période considérée.*

6) *Les réductions de valeur des stocks réalisées au cours de périodes antérieures ont été reclassées dans les reprises de perte de valeur.*

7) *Le chiffre d'affaires brut, les frais de transport et de fluidification et les charges d'exploitation de Sunrise sont présentés de nouveau afin de tenir compte d'un changement de classification des activités de commercialisation pour le troisième trimestre de 2021.*

8) *Les résultats de périodes antérieures ont été ajustés pour tenir compte du changement dans la présentation des swaps sur les produits et de certains achats de tiers utilisés dans les activités de fluidification et d'optimisation. Voir la rubrique « Ajustements aux états consolidés des résultats » du présent rapport de gestion.*

Sables bitumineux

Exercice clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ²⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	Total – Sables bitumineux
	Chiffre d'affaires brut	4 341	5 115	616	3 212	13 284	13
Redevances	767	1 078	20	330	2 195	1	2 196
Produits achetés	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	686	526	111	207	1 530	—	1 530
Activités d'exploitation	701	700	157	858	2 416	21	2 437
Prix nets opérationnels	2 187	2 811	328	1 817	7 143	(9)	7 134
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	786
Marge d'exploitation	—	—	—	—	—	—	6 348

Exercice clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels				Ajustements		Selon les états financiers consolidés ¹⁾	
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ³⁾	Total – Sables bitumineux			
Chiffre d'affaires brut	13 297	6 311	2 890	329			22 827	
Redevances	2 196	—	—	—			2 196	
Produits achetés	—	—	2 890	298			3 188	
Transport et fluidification	1 530	6 311	—	—			7 841	
Activités d'exploitation	2 437	—	—	14			2 451	
Prix nets opérationnels	7 134	—	—	17			7 151	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	786	—	—	—			786	
Marge d'exploitation	6 348	—	—	17			6 365	

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

2) *Comprend le projet Tucker ainsi que les actifs de production par méthode thermique, et les actifs de pétrole lourd classique de Lloydminster.*

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

Base pour le calcul des prix nets opérationnels			
Exercice clos le	Foster Creek	Christina Lake	Total – Sables bitumineux
31 décembre 2020 (en millions de dollars)			
Chiffre d'affaires brut	1 859	2 194	4 053
Redevances	95	235	330
Produits achetés	—	—	—
Transport et fluidification	667	565	1 232
Activités d'exploitation	558	551	1 109
Prix nets opérationnels	539	843	1 382
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	268
Marge d'exploitation	—	—	1 114

Exercice clos le	Base de calcul des prix nets opérationnels				Selon les états financiers consolidés ¹⁾	
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Réduction de valeur des stocks ²⁾	Autres	Total – Sables bitumineux
31 décembre 2020 (en millions de dollars) ³⁾						
Chiffre d'affaires brut ⁴⁾	4 053	3 452	1 290	—	9	8 804
Redevances	330	—	—	1	—	331
Produits achetés ⁵⁾	—	—	1 290	—	(28)	1 262
Transport et fluidification	1 232	3 452	—	(1)	—	4 683
Activités d'exploitation	1 109	—	—	—	47	1 156
Prix nets opérationnels	1 382	—	—	—	(10)	1 372
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	268	—	—	—	—	268
Marge d'exploitation	1 114	—	—	—	(10)	1 104

Base pour le calcul des prix nets opérationnels			
Exercice clos le	Foster Creek	Christina Lake	Total – Sables bitumineux
31 décembre 2019 (en millions de dollars)			
Chiffre d'affaires brut	3 295	3 511	6 806
Redevances	486	650	1 136
Produits achetés	—	—	—
Transport et fluidification	674	458	1 132
Activités d'exploitation	526	505	1 031
Prix nets opérationnels	1 609	1 898	3 507
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	23
Marge d'exploitation	—	—	3 484

Exercice clos le	Base de calcul des prix nets opérationnels				Selon les états financiers consolidés ¹⁾	
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres	Total – Sables bitumineux	Total – Sables bitumineux
31 décembre 2019 (en millions de dollars)						
Chiffre d'affaires brut ²⁾	6 806	4 021	2 263	11	—	13 101
Redevances	1 136	—	—	7	—	1 143
Produits achetés ⁵⁾	—	—	2 263	(32)	—	2 231
Transport et fluidification	1 132	4 021	—	(1)	—	5 152
Activités d'exploitation	1 031	—	—	36	—	1 067
Prix nets opérationnels	3 507	—	—	1	—	3 508
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	23	—	—	—	—	23
Marge d'exploitation	3 484	—	—	1	—	3 485

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

2) *Comprend le projet Tucker ainsi que les actifs de production par méthode thermique, et les actifs de pétrole lourd classique de Lloydminster.*

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

4) *Les chiffres des périodes antérieures ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour les secteurs opérationnels de la période considérée.*

5) *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. Ces montants sont présentés après déduction des reprises de perte de valeur des stocks.*

6) *Les résultats de périodes antérieures ont été ajustés pour tenir compte du changement dans la présentation des swaps sur les produits et de certains achats de tiers utilisés dans les activités de fluidification et d'optimisation. Voir la rubrique « Ajustements aux états consolidés des résultats » du présent rapport de gestion.*

Base pour le calcul des prix nets opérationnels							
Trimestre clos le	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise ⁶⁾	Autres – Sables bitumineux ²⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	Total – Sables bitumineux
31 décembre 2021 (en millions de dollars)							
Chiffre d'affaires brut	1 304	1 441	189	903	3 837	4	3 841
Redevances	280	345	7	102	734	—	734
Produits achetés	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	166	140	28	42	376	—	376
Activités d'exploitation	184	194	39	230	647	6	653
Prix nets opérationnels	674	762	115	529	2 080	(2)	2 078
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	202
Marge d'exploitation	—	—	—	—	—	—	1 876

Trimestre clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels				Selon les états financiers consolidés ¹⁾
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ^{3), 6)}	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	3 841	1 989	749	138	6 717
Redevances	734	—	—	—	734
Produits achetés	—	—	749	119	868
Transport et fluidification	376	1 989	—	—	2 365
Activités d'exploitation	653	—	—	5	658
Prix nets opérationnels	2 078	—	—	14	2 092
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	202	—	—	—	202
Marge d'exploitation	1 876	—	—	14	1 890

Trimestre clos le 31 décembre 2020 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Selon les états financiers consolidés ¹⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total – bitume et pétrole lourd	Total – Sables bitumineux	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	615	756	1 371	1 371	1 371
Redevances	28	103	131	131	131
Produits achetés	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	144	134	278	278	278
Activités d'exploitation	154	152	306	306	306
Prix nets opérationnels	289	367	656	656	656
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	40
Marge d'exploitation	—	—	—	—	616

Trimestre clos le 31 décembre 2020 (en millions de dollars) ⁴⁾	Base de calcul des prix nets opérationnels				Selon les états financiers consolidés ¹⁾
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut ⁷⁾	1 371	853	256	1	2 481
Redevances	131	—	—	—	131
Produits achetés ⁷⁾	—	—	256	(6)	250
Transport et fluidification	278	853	—	—	1 131
Activités d'exploitation	306	—	—	11	317
Prix nets opérationnels	656	—	—	(4)	652
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	40	—	—	—	40
Marge d'exploitation	616	—	—	(4)	612

- 1) *Figurant à la note 1 des états financiers consolidés.*
- 2) *Comprend le projet Tucker ainsi que les actifs de production par méthode thermique, et les actifs de pétrole lourd classique de Lloydminster.*
- 3) *L'élément Autres comprend la construction, le transport et les marges de fluidification.*
- 4) *Les chiffres des périodes antérieures ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour les secteurs opérationnels de la période considérée.*
- 5) *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. Ces montants sont présentés après déduction des reprises de perte de valeur des stocks.*
- 6) *Le chiffre d'affaires brut, les frais de transport et de fluidification et les charges d'exploitation de Sunrise sont présentés de nouveau afin de tenir compte d'un changement de classification des activités de commercialisation pour le troisième trimestre de 2021.*
- 7) *Les résultats de périodes antérieures ont été ajustés pour tenir compte du changement dans la présentation des swaps sur les produits et de certains achats de tiers utilisés dans les activités de fluidification et d'optimisation. Voir la rubrique « Ajustements aux états consolidés des résultats » du présent rapport de gestion.*

Hydrocarbures classiques

Exercice clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels			Selon les états financiers consolidés ¹⁾
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres ²⁾	Hydrocarbures classiques
Chiffre d'affaires brut	1 519	1 655	61	3 235
Redevances	150	—	—	150
Produits achetés	—	1 655	—	1 655
Transport et fluidification	74	—	—	74
Activités d'exploitation	521	8	22	551
Prix nets opérationnels	774	(8)	39	805
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	2	—	2
Marge d'exploitation	774	(10)	39	803

Exercice clos le 31 décembre 2020 (en millions de dollars) ³⁾	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Selon les états financiers consolidés ¹⁾
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres ²⁾	Hydrocarbures classiques
Chiffre d'affaires brut	586	269	49	904
Redevances	40	—	—	40
Produits achetés	—	269	(1)	268
Transport et fluidification	81	—	—	81
Activités d'exploitation	295	—	25	320
Prix nets opérationnels	170	—	25	195
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—
Marge d'exploitation	170	—	25	195

Exercice clos le 31 décembre 2019 (en millions de dollars) ³⁾	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements		Selon les états financiers consolidés ¹⁾
	Hydrocarbures classiques		Tierces sources	Autres ²⁾	Hydrocarbures classiques
Chiffre d'affaires brut	638		244	53	935
Redevances	30		—	—	30
Produits achetés	—		244	(4)	240
Transport et fluidification	82		—	—	82
Activités d'exploitation	312		—	27	339
Prix nets opérationnels	214		—	30	244
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—		—	—	—
Marge d'exploitation	214		—	30	244

Trimestre clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels		Ajustements		Selon les états financiers consolidés ¹⁾
	Hydrocarbures classiques		Tierces sources	Autres ²⁾	Hydrocarbures classiques
Chiffre d'affaires brut	450		542	8	1 000
Redevances	47		—	—	47
Produits achetés	—		542	—	542
Transport et fluidification	17		—	—	17
Activités d'exploitation	128		8	(2)	134
Prix nets opérationnels	258		(8)	10	260
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—		—	—	—
Marge d'exploitation	258		(8)	10	260

Trimestre clos le 31 décembre 2020 (en millions de dollars) ³⁾	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements		Selon les états financiers consolidés ¹⁾
	Hydrocarbures classiques		Tierces sources	Autres ²⁾	Hydrocarbures classiques
Chiffre d'affaires brut	170		83	15	268
Redevances	12		—	—	12
Produits achetés	—		83	1	84
Transport et fluidification	18		—	—	18
Activités d'exploitation	65		—	7	72
Prix nets opérationnels	75		—	7	82
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—		—	—	—
Marge d'exploitation	75		—	7	82

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

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

3) *Les chiffres des périodes antérieures ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour les secteurs opérationnels de la période considérée.*

Production extracôtière

Exercice clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels					Ajustement	Selon les états financiers consolidés ²⁾
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Total – production extracôtière	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾	Total – production extracôtière
Chiffre d'affaires brut	1 342	224	1 566	440	2 006	(224)	1 782
Redevances	79	52	131	29	160	(52)	108
Produits achetés	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	—	15	15	—	15
Activités d'exploitation	94	33	127	137	264	(25)	239
Prix nets opérationnels	1 169	139	1 308	259	1 567	(147)	1 420
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	—
Marge d'exploitation					1 567	(147)	1 420

Trimestre clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels					Ajustement	Selon les états financiers consolidés ²⁾
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Total – production extracôtière	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾	Total – production extracôtière
Chiffre d'affaires brut	377	62	439	143	582	(62)	520
Redevances	26	29	55	8	63	(29)	34
Produits achetés	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	—	5	5	—	5
Activités d'exploitation	23	12	35	45	80	(7)	73
Prix nets opérationnels	328	21	349	85	434	(26)	408
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	—
Marge d'exploitation					434	(26)	408

1) *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.*

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

Volumes de vente¹⁾

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

(en milliers de bep, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020	2021	2020	2019
Sables bitumineux					
Foster Creek	194,5	161,1	178,8	164,9	157,8
Christina Lake	239,1	220,7	232,7	221,7	188,9
Sunrise	29,9	—	25,2	—	—
Autres – Sables bitumineux	141,2	—	143,2	—	—
Total – Sables bitumineux	604,7	381,8	579,9	386,6	346,7
Hydrocarbures classiques	125,3	86,1	133,4	89,8	97,4
Ventes avant déduction de la consommation interne	730,0	467,9	713,3	476,4	444,1
Déduire : Consommation interne ²⁾	(88,8)	(57,0)	(86,0)	(55,9)	(53,3)
Ventes après déduction de la consommation interne	641,2	410,9	627,3	420,5	390,8
Production extracôtière					
Asie-Pacifique – Chine	52,7	—	50,8	—	—
Asie-Pacifique – Indonésie	9,8	—	9,5	—	—
Asie-Pacifique – Total	62,5	—	60,3	—	—
Région de l'Atlantique	15,0	—	13,2	—	—
Total – production extracôtière	77,5	—	73,5	—	—
Total ventes	718,7	410,9	700,8	420,5	390,8

1) Données présentées pour le bitume sec.

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

Les tableaux suivants ont été présentés pour les premier, deuxième et troisième trimestres de 2021 en raison d'un changement dans la présentation des swaps sur les produits et de certains achats de tiers utilisés dans le cadre des activités de fluidification et d'optimisation, ainsi que dans le classement des activités de commercialisation de Sunrise. Les volumes de vente, les ventes brutes, les redevances, les frais de transport et de fluidification et les charges d'exploitation de Sunrise ont été présentés pour refléter un changement dans le classement des activités de commercialisation pour les premier, deuxième et troisième trimestres de 2021. Voir Ajustements aux états consolidés des résultats ci-après pour plus de détails sur les changements dans les swaps sur les produits et les achats de tiers.

Résultats financiers en amont

Trimestre clos le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires	Ajustements					Base pour le calcul des prix nets opérationnels
		Total en amont ¹⁾	Condensats	Tierces sources	Consom- mation interne ²⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ³⁾	
Chiffre d'affaires brut	7 354	(1 538)	(1 203)	(175)	60	(49)	4 449
Redevances	733	—	—	—	11	—	744
Marchandises achetées	1 270	—	(1 203)	—	—	(67)	—
Transport et fluidification	1 941	(1 538)	—	—	—	20	423
Charges d'exploitation	800	—	—	(175)	6	(11)	620
Prix nets opérationnels	2 610	—	—	—	43	9	2 662
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	168	—	(2)	—	—	—	166
Marge d'exploitation	2 442	—	2	—	43	9	2 496

Trimestre clos le 30 juin 2021 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires	Ajustements					Base pour le calcul des prix nets opérationnels
		Total en amont ¹⁾	Condensats	Tierces sources	Consom- mation interne ²⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ³⁾	
Chiffre d'affaires brut	6 128	(1 416)	(855)	(145)	50	(105)	3 657
Redevances	533	—	—	—	5	—	538
Marchandises achetées	921	—	(855)	—	—	(66)	—
Transport et fluidification	1 802	(1 416)	—	—	—	(17)	369
Charges d'exploitation	791	—	—	(145)	7	(11)	642
Prix nets opérationnels	2 081	—	—	—	38	(11)	2 108
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	188	—	—	—	—	—	188
Marge d'exploitation	1 893	—	—	—	38	(11)	1 920

Trimestre clos le 31 mars 2021 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires					Ajustements		Base pour le calcul des prix nets opérationnels	
	Total en amont ¹⁾	Condensats	Tierces sources	Consommation interne ²⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ³⁾	Autres ⁴⁾	Total en amont		
Chiffre d'affaires brut	6 125	(1 368)	(1 196)	(149)	52	(90)	3 374		
Redevances	373	—	—	—	7	—	380		
Marchandises achetées	1 242	—	(1 196)	—	—	(46)	—		
Transport et fluidification	1 800	(1 368)	—	—	—	(3)	429		
Charges d'exploitation	785	—	—	(149)	5	(11)	630		
Prix nets opérationnels	1 925	—	—	—	40	(30)	1 935		
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	230	—	—	—	—	—	230		
Marge d'exploitation	1 695	—	—	—	40	(30)	1 705		

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.*

Sables bitumineux

Trimestre clos le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ²⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	1 325	1 405	173	876	3 779	3	3 782
Redevances	238	324	8	98	668	1	669
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	192	125	33	50	400	—	400
Charges d'exploitation	194	171	33	212	610	5	615
Prix nets opérationnels	701	785	99	516	2 101	(3)	2 098
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							166
Marge d'exploitation							1 932

Trimestre clos le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels				Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾	
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ³⁾	Total – Sables bitumineux			
Chiffre d'affaires brut	3 782	1 538	758	39	6 117			
Redevances	669	—	—	—	669			
Marchandises achetées	—	—	—	67	825			
Transport et fluidification	400	1 538	758	(20)	1 918			
Charges d'exploitation	615	—	—	1	616			
Prix nets opérationnels	2 098	—	—	(9)	2 089			
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	166	—	—	—	166			
Marge d'exploitation	1 932	—	—	(9)	1 923			

Trimestre clos le 30 juin 2021 (en millions de dollars) ⁴⁾	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ²⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	860	1 274	131	737	3 002	3	3 005
Redevances	142	242	2	83	469	—	469
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	155	131	26	35	347	—	347
Charges d'exploitation	154	171	54	205	584	5	589
Prix nets opérationnels	409	730	49	414	1 602	(2)	1 600
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							189
Marge d'exploitation							1 411

Trimestre clos le 30 juin 2020 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels				Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾	
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ³⁾	Total – Sables bitumineux			
Chiffre d'affaires brut	3 005	1 416	568	86	5 075			
Redevances	469	—	—	—	469			
Marchandises achetées	—	—	568	66	634			
Transport et fluidification	347	1 416	—	17	1 780			
Charges d'exploitation	589	—	—	3	592			
Prix nets opérationnels	1 600	—	—	—	1 600			
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	189	—	—	—	189			
Marge d'exploitation	1 411	—	—	—	1 411			

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.*

Base pour le calcul des prix nets opérationnels

Trimestre clos le 31 mars 2021 (en millions de dollars)	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ²⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	Total – Sables bitumineux
	Chiffre d'affaires brut	852	995	123	696	2 666	3
Redevances	107	167	3	47	324	—	324
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	173	130	24	80	407	—	407
Charges d'exploitation	169	164	31	211	575	5	580
Prix nets opérationnels	403	534	65	358	1 360	(2)	1 358
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							229
Marge d'exploitation							1 129

Trimestre clos le 31 mars 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels				Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾	
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ³⁾	Total – Sables bitumineux	
Chiffre d'affaires brut	2 669	1 368	815	66	4 918	
Redevances	324	—	—	—	324	
Marchandises achetées	—	—	815	46	861	
Transport et fluidification	407	1 368	—	3	1 778	
Charges d'exploitation	508	—	—	5	585	
Prix nets opérationnels	1 358	—	—	12	1 370	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	229	—	—	—	229	
Marge d'exploitation	1 129	—	—	12	1 141	

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.*

Ajustements aux états consolidés des résultats

Certains chiffres des périodes correspondantes présentés dans les états consolidés des résultats du secteur Sables bitumineux ont été révisés. Au cours du trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2021, la société a fait des ajustements pour constater de façon plus appropriée certains achats auprès de tierces sources pour les activités de fluidification et d'optimisation. Une partie des achats auprès de tierces sources et des ventes à ces dernières était auparavant inscrite au montant net dans le chiffre d'affaires brut. Il a été déterminé qu'il était plus approprié de présenter les achats comme des produits achetés. Ces montants ont été présentés à nouveau en tant que produits achetés pour assurer la cohérence avec des opérations semblables. De plus, la société a cerné un manque de cohérence dans le traitement des swaps de produits, qui étaient constatés de manière appropriée au montant net dans le chiffre d'affaires brut ou les produits achetés. Tous les profits et toutes les pertes sur les swaps de produits seront désormais constatés dans les produits achetés. Par conséquent, Cenovus a révisé les chiffres des périodes comparatives pour hausser les produits des activités ordinaires et les produits achetés, sans incidence sur le résultat net, le résultat sectoriel, les prix nets opérationnels, les flux de trésorerie et la situation financière.

Le tableau suivant présente le rapprochement des montants présentés antérieurement aux états consultés des résultats et des montants révisés correspondants :

Révisions visant 2021

	Trimestre clos le 31 mars 2021			Trimestre clos le 30 juin 2021			Trimestre clos le 30 septembre 2021		
	Montant présenté antérieu- rement	Révision	Montant révisé	Montant présenté antérieu- rement	Révision	Montant révisé	Montant présenté antérieu- rement	Révision	Montant révisé
Secteur Sables bitumineux									
Chiffre d'affaires brut	4 775	143	4 918	5 015	60	5 075	6 114	3	6 117
Produits achetés	718	143	861	574	60	634	822	3	825

Révisions visant 2020

	Trimestre clos le 31 mars 2020			Trimestre clos le 30 juin 2020			Trimestre clos le 30 septembre 2020		
	Montant présenté antérieu- rement	Révision	Montant révisé	Montant présenté antérieu- rement	Révision	Montant révisé	Montant présenté antérieu- rement	Révision	Montant révisé
Secteur Sables bitumineux									
Chiffre d'affaires brut	2 434	(9)	2 425	1 247	137	1 384	2 436	78	2 514
Produits achetés	405	(9)	396	166	137	303	235	78	313

	Trimestre clos le 31 décembre 2020			Exercice clos le 31 décembre 2020		
	Montant présenté antérieu- rement	Révision	Montant révisé	Montant présenté antérieu- rement	Révision	Montant révisé
Secteur Sables bitumineux						
Chiffre d'affaires brut	2 364	117	2 481	8 481	323	8 804
Produits achetés	133	117	250	939	323	1 262

Révisions visant 2019

	Exercice clos le 31 décembre 2019		
	Montant présenté antérieu- rement	Révision	Montant révisé
Secteur Sables bitumineux			
Chiffre d'affaires brut	12 739	362	13 101
Produits achetés	1 869	362	2 231