

RAPPORT DE GESTION

Pour la période close le 31 mars 2022

APERÇU DE CENOVUS	2
APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE	5
RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS	7
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	12
PRÉVISION DES PRIX DES MARCHANDISES	15
SECTEURS À PRÉSENTER	16
SECTEURS EN AMONT	16
SABLES BITUMINEUX	16
HYDROCARBURES CLASSIQUES	20
PRODUCTION EXTRACÔTIÈRE	22
SECTEURS EN AVAL	25
FABRICATION AU CANADA	25
FABRICATION AUX ÉTATS-UNIS	27
VENTE	29
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	30
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	32
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE	36
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	37
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE	38
MISE EN GARDE	38
ABRÉVIATIONS	42
MESURES FINANCIÈRES DÉTERMINÉES	42

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 26 avril 2022, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 31 mars 2022 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires »), les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2021 et les notes annexes (les « états financiers consolidés ») et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2021 (le « rapport de gestion annuel »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 26 avril 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 examine les rapports de gestion intermédiaires et le rapport de gestion annuel et en recommande l'approbation au conseil d'administration de Cenovus (le « conseil »). Des renseignements supplémentaires sur Cenovus, notamment ses rapports annuels, sa notice annuelle et le formulaire 40-F qui la concerne, peuvent être consultés sur SEDAR, à l'adresse sedar.com, sur EDGAR, à l'adresse sec.gov et sur le site Web de la société, à l'adresse cenovus.com. L'information sur notre site Web ou qui y est reliée, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie du rapport de gestion.

Mode de présentation

Le présent rapport de gestion et les états financiers consolidés intermédiaires, qui sont présentés de façon comparative, sont dressés en dollars canadiens (« dollar » ou « \$ »), sauf lorsqu'il est fait mention d'une autre devise. Ils ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS » ou « PCGR ») publiées par l'International Accounting Standards Board. 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 menant des activités dans le secteur amont au Canada et dans la région de l'Asie-Pacifique, et la deuxième entreprise installée au Canada de raffinage et de valorisation menant des activités dans le secteur aval au Canada et aux États-Unis, par sa taille. Le 1^{er} janvier 2021, Cenovus et Husky Energy Inc. (« Husky ») ont procédé à la clôture d'une transaction visant à regrouper les deux sociétés au moyen d'un plan d'arrangement (l'« arrangement »).

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.

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2022, la production de pétrole brut de nos actifs de sables bitumineux s'est établie en moyenne à 595,0 milliers de barils par jour et notre production de pétrole brut totale en aval s'est élevée en moyenne à 798,6 milliers de barils d'équivalent de pétrole (« bep ») par jour. La production de pétrole brut en amont s'est chiffrée à 501,8 milliers de barils par jour. Pour un résumé de la production 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 énergétique durable, à faible coût, diversifié et intégré. 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'augmenter le rendement pour les actionnaires grâce à la croissance des dividendes et à des mécanismes de rendement souples, de réinvestir dans l'entreprise et d'assurer la diversification.

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 2022, mis à jour le 26 avril 2022, peuvent être consultés sur notre site Web à l'adresse cenovus.com. Se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultat financiers » du présent rapport de gestion pour un complément d'information.

Actualisation de notre structure de rendement pour les actionnaires et de répartition des capitaux

Le maintien d'un bilan sain et de la résilience nécessaire pour faire à la volatilité des prix et tirer parti des occasions tout au long du cycle des marchandises est un élément fondamental de la structure de répartition des capitaux de Cenovus. Nous avons précisé notre structure de répartition des capitaux afin de continuer à renforcer notre bilan, de permettre une certaine souplesse dans les contextes où les prix des marchandises sont élevés et faibles, et d'améliorer notre proposition de valeur pour les actionnaires.

Nous avons fixé un objectif quant à notre dette nette¹⁾, soit 4 G\$, qui servira de niveau plancher pour la dette nette. Lorsque la dette nette est inférieure à 9 G\$, mais supérieure à 4 G\$, nous ciblerons l'affectation 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles aux rendements pour les actionnaires, tout en continuant de réduire la dette jusqu'à ce que nous atteignons la cible de dette nette de 4 G\$. Lorsque la dette nette est supérieure à 9 G\$, nous prévoyons affecter la totalité de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles à l'allègement du bilan. Lorsque la dette nette se situe au niveau plancher de 4 G\$, nous viserons à verser la totalité de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles aux actionnaires par le truchement de rachats d'actions ou du versement de dividendes variables.

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

L'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles s'entend des fonds provenant de l'exploitation disponibles

- diminués des dividendes de base trimestriels versés sur les actions ordinaires;
- diminués des dividendes trimestriels versés sur les actions privilégiées;
- diminués des autres affectations des liquidités, y compris les passifs relatifs au démantèlement et le remboursement du capital des contrats de location au cours du trimestre;
- diminués des coûts d'acquisition liés aux acquisitions dont la clôture a lieu au cours du trimestre;
- majorés du produit des sorties d'actifs réalisées au cours du trimestre.

La structure de répartition des capitaux de la société permettra de verser aux actionnaires un pourcentage plus élevé de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles avec un niveau d'endettement réduit et un profil de risque plus faible. Notre objectif de dette à long terme de 4 G\$ représente une cible de ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés¹⁾ d'environ 1,0 x en creux de cycle.

Compte de la structure de répartition des capitaux décrite ci-dessus, nous prévoyons remettre aux actionnaires des capitaux supplémentaires en sus du dividende de base, comme suit :

- lorsque la dette nette en fin de trimestre est inférieure à 9 G\$, nous ciblerons de verser aux actionnaires 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles du trimestre visé, sous forme de rachats d'actions ou de dividendes variables;
- lorsque la dette nette en fin de trimestre se situe au niveau plancher de 4 G\$, nous ciblerons de verser aux actionnaires 100 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles du trimestre visé, sous forme de rachats d'actions ou de dividendes variables.

Nous privilégierons le rachat d'actions, qui continuera d'avoir lieu au moment opportun en fonction des seuils de rendement. Lorsque la valeur des rachats d'actions pour un trimestre donné est inférieure à la valeur des rendements attendus, le solde sera versé sous forme de dividende variable au cours du trimestre suivant. Lorsque la valeur des rachats d'actions pour un trimestre donné est supérieure à la valeur des rendements attendus, aucun dividende variable ne sera versé pour le trimestre visé.

C'est pourquoi nous avons majoré le dividende de base annuel pour le porter à 0,42 \$ par action et prévoyons procurer une croissance durable du dividende de base au fil du temps.

Grandes priorités de 2022

Nous visons la réalisation de notre stratégie au moyen de cinq principaux objectifs stratégiques :

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 l'intégrité des actifs ainsi que la gouvernance d'entreprise 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.

Une voie et un programme pour atteindre nos cibles représentant nos cinq domaines d'intérêt en matière d'ESG ont été établis, y compris la détermination des leviers et des ressources qui seront nécessaires. Des renseignements supplémentaires sur les efforts et le rendement de la direction pour les facteurs ESG, 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.

Structures de coûts concurrentielles et optimisation des marges

Nous continuons de cibler des économies additionnelles et le relèvement des 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, les frais généraux et frais d'administration.

Maintenir le niveau d'endettement et le réduire davantage

En date du 31 mars 2022, notre dette à long terme se chiffrait à 11,7 G\$ et notre dette nette¹⁾ s'établissait à 8,4 G\$. Au 31 mars 2022, notre ratio dette nette/BAIIA ajusté¹⁾ s'établissait à 0,8 x. Notre ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés¹⁾ s'établissait à 1,0 x au 31 mars 2022. Le maintien d'une solide situation financière confère la souplesse financière nécessaire pour gérer l'entreprise en période de volatilité des prix des marchandises.

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

Répartition des capitaux axée sur le rendement

Compte tenu d'un prix du baril de WTI de 45 \$ US, le programme d'immobilisations et le dividende majoré de la société sont viables et offrent la possibilité d'accroître de manière durable le rendement pour les actionnaires. Le 26 avril 2022, le dividende du deuxième trimestre a triplé. Le conseil d'administration de la société a déclaré un dividende au deuxième trimestre de 0,105 \$ par action ordinaire, payable le 30 juin 2022 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 juin 2022.

En 2022, nos dépenses d'investissement totales prévues devaient se situer entre 2,9 G\$ et 3,3 G\$, ce qui comprend un montant de 500 M\$ à 550 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.

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

Compte tenu de nos actifs de premier ordre et de notre structure à faibles coûts, nous sommes bien placés pour 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 en tirant parti des pipelines, de la logistique et de la commercialisation pour optimiser la chaîne de valeur. 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 moyenne en amont se situe entre 760 et 800 milliers de bep/j et que le total de la production de brut en aval se chiffre en moyenne entre 530 et 580 milliers de barils par jour 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 réagir 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 recevons pour nos produits.

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, de Christina Lake, de Sunrise (détenu conjointement avec BP Canada Energy Group ULC (« BP Canada ») et exploité par Cenovus), 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 de 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 certains de ses propres volumes de produits pétroliers raffinés et ceux de tiers, dont l'essence, le diesel et le carburéacteur.

- **Vente**, qui comprend la vente des propres volumes de produits pétroliers raffinés de Cenovus 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 ainsi que 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.

APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE

Au cours du premier trimestre de 2022, les prix des marchandises ont atteint les niveaux les plus élevés depuis 2014. Le solide rendement opérationnel de nos actifs intégrés, cumulé à l'accent que nous avons continué de mettre sur la santé et la sécurité et sur les structures de coûts concurrentielles, ont généré de solides résultats financiers. Notre production totale en amont a atteint près de 800 milliers de bep/j et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont progressé de 33 % en regard du quatrième trimestre de 2021. Nous avons réduit la dette nette de 1,2 G\$ depuis le 31 décembre 2021, versé des dividendes sur nos actions ordinaires et poursuivi le rachat d'actions dans le cours normal des activités. Par ailleurs, nous avons conclu les ventes d'actifs préalablement annoncées pour un produit net d'environ 950 M\$.

Aperçu des résultats trimestriels

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2022	2021				2020			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Volumes de production¹⁾ (kbp/j)	798,6	825,3	804,8	765,9	769,3	467,2	471,8	465,4	482,6
Production de pétrole brut²⁾ (kb/j)	501,8	469,9	554,1	539,0	469,1	169,0	191,1	162,3	221,1
Produits des activités ordinaires³⁾	16 198	13 726	12 701	10 637	9 293	3 543	3 737	2 311	3 952
Marge d'exploitation⁴⁾	3 464	2 600	2 710	2 184	1 879	625	594	291	(589)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 365	2 184	2 138	1 369	228	250	732	(834)	125
Fonds provenant de l'exploitation ajustés⁴⁾	2 583	1 948	2 342	1 817	1 141	333	407	(469)	(154)
Dépenses d'investissement	746	835	647	534	547	242	148	147	304
Fonds provenant de l'exploitation disponibles⁴⁾	1 837	1 113	1 695	1 283	594	91	259	(616)	(458)
Résultat net⁵⁾	1 625	(408)	551	224	220	(153)	(194)	(235)	(1 797)
Par action – de base (\$)	0,81	(0,21)	0,27	0,11	0,10	(0,12)	(0,16)	(0,19)	(1,46)
Par action – dilué (\$)	0,79	(0,21)	0,27	0,11	0,10	(0,12)	(0,16)	(0,19)	(1,46)
Total de l'actif	55 655	54 104	54 594	53 384	53 378	32 770	32 857	33 919	33 396
Total des passifs à long terme⁴⁾	21 889	23 191	22 929	22 972	24 266	13 704	13 889	14 448	13 327
Dette à long terme, y compris la partie courante⁶⁾	11 744	12 385	12 986	13 380	13 947	7 441	7 797	8 085	6 979
Dette nette⁷⁾	8 407	9 591	11 024	12 390	13 340	7 184	7 530	8 232	7 421
Dividendes en numéraire									
Actions ordinaires	69	70	35	36	35	—	—	—	77
Par action ordinaire (\$)	0,0350	0,0350	0,0175	0,0175	—	—	—	—	0,0625
Actions privilégiées	9	8	9	8	9	—	—	—	—

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.

3) Les résultats de périodes antérieures ont été révisés 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. Se reporter aux états financiers consolidés et à la note 3 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

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

5) Le résultat net de toutes les périodes dans le tableau ci-dessus est identique au résultat net lié aux activités poursuivies.

6) Comprend la partie courante de la dette à long terme de néant au 31 mars 2022, de 545 M\$ au 30 septembre 2021 et de 632 M\$ au 30 juin 2021 (néant au 31 décembre 2021, au 31 mars 2021, au 31 décembre 2020, au 30 septembre 2020, au 30 juin 2020 et au 31 mars 2020).

7) 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, nombre de facteurs sur lesquels la direction exerce un contrôle ont été très positifs.

- Nous avons assuré le déroulement sûr de notre exploitation.
- La production en amont s'est établie en moyenne à 798,6 milliers de bep par jour au premier trimestre, en hausse de 29,3 milliers de bep par jour comparativement au premier trimestre de 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.
- Nous avons atteint des taux de production record de gaz naturel pour une même journée en Chine.

Malgré les problèmes d'exploitation au sein de notre secteur Fabrication aux États-Unis, la production de pétrole brut en aval s'est chiffrée en moyenne à 501,8 milliers de barils par jour au premier trimestre, en hausse de 32,7 milliers de barils par jour en regard du premier trimestre de 2021.

Nous avons dégagé des produits des activités ordinaires de 16,2 G\$ et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 1,4 G\$. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés du trimestre se sont établis à 2,6 G\$ et les dépenses d'investissement à 746 M\$, ce qui a donné lieu à des fonds provenant de l'exploitation disponibles de 1,8 G\$. Au premier trimestre de 2022, la marge d'exploitation s'est chiffrée à 3,5 G\$, comparativement à 1,9 G\$ au premier trimestre de 2021, en raison surtout de l'augmentation 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, et de l'augmentation des volumes de vente.

Nous avons continué de renforcer notre bilan.

- Le 9 février 2022, nous avons procédé à un désendettement supplémentaire en rachetant le solde du montant de 384 M\$ US du capital de nos billets en circulation échéant en 2023 et en 2024.
- Notre dette à long terme a diminué de 641 M\$ en raison du rachat susmentionné, cumulé à l'appréciation du dollar canadien en regard du dollar américain.
- Notre dette nette a diminué de 1,2 G\$ depuis le 31 décembre 2021.

Le 4 avril 2022, nous avons annoncé la suspension de nos activités de gestion du risque lié au prix de vente du brut fondé sur le WTI. Compte tenu de la solidité de notre bilan et de nos liquidités, nous avons déterminé que ces programmes ne sont plus nécessaires pour soutenir la résilience financière. Les contrats sur le WTI touchés par cette annonce prendront fin le 30 juin 2022. Se reporter aux notes 26 et 27 annexes aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Nous avons conclu les ventes d'actifs préalablement annoncées.

- Le 31 janvier 2022, nous avons vendu les actifs de Tucker faisant partie du secteur Sables bitumineux pour un produit net de 730 M\$.
- Le 28 février 2022, nous avons vendu les actifs de Wembley faisant partie du secteur Hydrocarbures classiques pour un produit net de 220 M\$.

Au premier trimestre de 2022, nous avons engagé des coûts d'intégration¹⁾ totalisant 26 M\$ (245 M\$ en 2021), sur les 100 M\$ à 150 M\$ prévus, étant donné que les travaux d'intégration se poursuivront tout au long de l'exercice.

Nous avons démontré notre engagement à remettre de l'argent aux actionnaires.

- Le 26 avril 2022, le conseil d'administration de la société a déclaré un dividende au deuxième trimestre de 0,105 \$ par action ordinaire, payable le 30 juin 2022 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 juin 2022. Il s'agit d'une augmentation de 0,07 \$ par action ordinaire par rapport aux dividendes déclarés et versés au premier trimestre de 2022.
- Le 27 avril 2022, nous avons annoncé une structure révisée prévoyant le retour de liquidités supplémentaires aux actionnaires au moyen de rachats d'actions continus ou de l'utilisation d'un mécanisme de dividende variable.
- En novembre 2021, nous avons mis en œuvre une offre de rachat dans le cours normal des activités visant à racheter à concurrence de 146,5 millions d'actions ordinaires de la société jusqu'au 8 novembre 2022. Au premier trimestre de 2022, Cenovus a racheté et annulé 25 millions d'actions ordinaires en contrepartie de 466 M\$. Entre le 1^{er} avril 2022 et le 26 avril 2022, Cenovus a racheté un nombre supplémentaire de 16 millions d'actions ordinaires en contrepartie de 354 M\$. Cenovus a racheté 58 millions d'actions ordinaires en contrepartie de 1 G\$ depuis la mise en œuvre de l'offre de rachat dans le cours normal des activités le 26 avril 2022.
- Nous avons versé un dividende de 0,035 \$ par action ordinaire au premier trimestre.

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 ET RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats d'exploitation - Secteurs en amont

	Trimestres clos les 31 mars		
	2022	Variation (%)	2021
Volumes de production en amont par secteur¹⁾ (kbep/j)			
Sables bitumineux	597,0	7	555,6
Hydrocarbures classiques	125,2	(8)	135,9
Production extracôtière	76,4	(2)	77,8
Total – volumes de production	798,6	4	769,3
Volumes de production en amont par produit			
Bitume (kb/j)	578,8	9	532,9
Pétrole brut lourd (kb/j)	16,2	(21)	20,5
Pétrole brut léger (kb/j)	21,9	(14)	25,6
LGN (kb/j)	37,6	(9)	41,1
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	865,3	(3)	894,9
Total – volumes de production (kbep/j)	798,6	4	769,3
Total – volumes de vente en amont²⁾ (kbep/j)	724,5	6	685,9
Prix net opérationnel³⁾ (\$/bep)	58,74	87	31,36

1) Pour un résumé de la production par type de produit, se reporter à la section « Résultats d'exploitation » des rubriques « Sables bitumineux », « Hydrocarbures classiques » ou « Production extracôtière » du présent rapport de gestion.

2) Le total des volumes de vente en amont ne tient pas compte des volumes de gaz naturel servant à la consommation interne du secteur Sables bitumineux de 527 Mpi³/j pour le trimestre clos le 31 mars 2022 (519 Mpi³/j pour le trimestre clos le 31 mars 2021).

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

Nos actifs en amont ont affiché un bon rendement au premier trimestre. La production totale a augmenté de 29,3 milliers de barils par jour par rapport à 2021, principalement en raison de la mise en service, au deuxième semestre de 2021, de nouveaux puits à Foster Creek et à Christina Lake. Cette augmentation a été neutralisée en partie par la vente d'actifs de Tucker le 31 janvier 2022 et d'actifs de Wembley le 28 février 2022 ainsi que par la sortie d'autres actifs du secteur Hydrocarbures classiques au deuxième semestre de 2021.

Sommaire des résultats d'exploitation - Secteurs en aval

	Trimestres clos les 31 mars		
	2022	Variation (%)	2021
Fabrication en aval – production de pétrole brut (kb/j)			
Fabrication au Canada	98,1	(8)	106,2
Fabrication aux États-Unis	403,7	11	362,9
Total de la production	501,8	7	469,1
Vente¹⁾ (millions de litres/j)			
Ventes de carburant, y compris en gros	6,6	2	6,5

1) 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.

Au sein du secteur Fabrication au Canada, la production de pétrole brut a diminué de 8,1 milliers de barils par jour. À l'usine de valorisation de Lloydminster, des interruptions non planifiées provisoires ont eu lieu au cours du trimestre, et nous avons réduit les taux de production à la fin de mars en prévision des activités de maintenance planifiées, qui ont commencé au début d'avril 2022. La raffinerie de Lloydminster a fonctionné à sa capacité maximale ou presque tout au long du premier trimestre de 2022.

Dans le secteur Fabrication aux États-Unis, la production de pétrole brut s'est accrue de 40,8 milliers de barils par jour par rapport à 2021, principalement en raison des meilleures conditions du marché, hausse contrée en partie par les interruptions non planifiées et les activités de révision planifiées au premier trimestre de 2022, qui ont eu une incidence négative plus importante sur la production de brut que celles du premier trimestre de 2021.

En mars, nous avons entrepris des activités de révision aux raffineries de Wood River et de Borger. Au début du trimestre, nous avons exploité les raffineries de Lima et de Wood River à des taux de production réduits afin d'optimiser les marges lorsque les écarts de craquage du marché étaient faibles. À la raffinerie de Lima, nous avons connu une interruption non planifiée provisoire après avoir terminé des activités de révision au quatrième trimestre de 2021 qui a pris fin vers la fin de janvier, ainsi que d'autres interruptions non planifiées provisoires au cours du trimestre. De plus, nous avons subi d'autres interruptions non planifiées provisoires à la raffinerie de Toledo au cours du trimestre.

Sommaire des résultats financiers consolidés

Marge d'exploitation

La marge d'exploitation est une mesure hors 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.

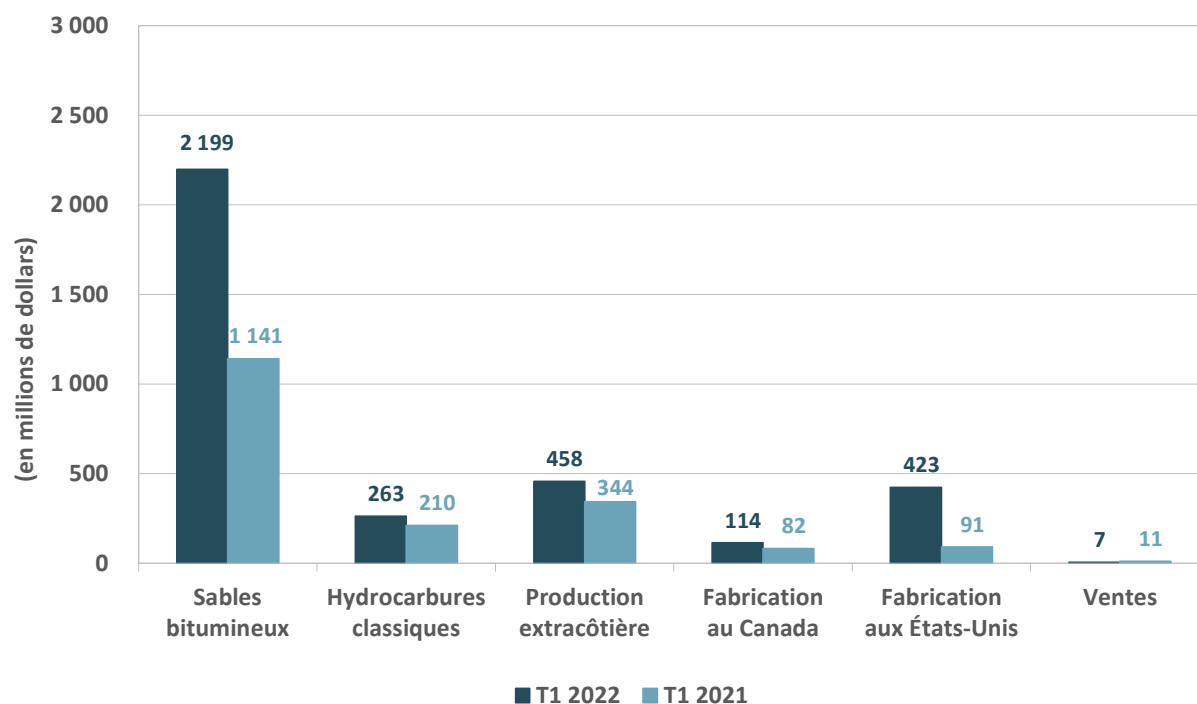
(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2022	2021
Chiffre d'affaires brut¹⁾	19 144	10 815
Déduire : Redevances	1 185	373
Produits des activités ordinaires	17 959	10 442
Charges		
Produits achetés ²⁾	9 035	5 210
Transport et fluidification	2 925	1 800
Charges d'exploitation	1 554	1 302
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	981	251
Marge d'exploitation²⁾	3 464	1 879

1) Les résultats de périodes antérieures ont été révisés 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. Se reporter aux états financiers consolidés et à la note 3 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

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

Marge d'exploitation par secteur

Trimestre clos le 31 mars 2022



La marge d'exploitation a augmenté en 2022, principalement en raison des facteurs suivants :

- des prix de vente moyens plus élevés sur le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel en raison de la hausse des prix de référence;
- une augmentation des volumes de vente en amont et des produits raffinés;
- la hausse des marges de raffinage de nos activités en aval.

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 augmentation des redevances et des coûts du carburant, tous deux touchés par un prix de référence beaucoup plus élevé;
- 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;
- des interruptions planifiées et non planifiées des activités en aval;
- 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 hors PCGR d'usage courant dans le secteur pétrolier et gazier 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.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2022	2021
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 365	228
(Ajouter) déduire :		
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(19)	(11)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(1 199)	(902)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés¹⁾	2 583	1 141

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

Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont été plus élevés en 2022 en raison de la hausse de la marge d'exploitation susmentionnée. De plus, nous avons engagé des coûts d'intégration de 24 M\$, comparativement à 223 M\$ en 2021. Ces augmentations ont été contrebalancées en partie par le règlement au cours du trimestre du paiement éventuel de 160 M\$.

La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement en 2022 s'explique essentiellement par la hausse des stocks et des débiteurs, annulée en partie par l'augmentation des créditeurs au 31 mars 2022 par rapport au 31 décembre 2021, principalement en raison de l'augmentation des prix du pétrole brut et des produits raffinés. En mars 2022, le prix du WTI s'est établi en moyenne à 108,26 \$ US le baril, comparativement à un prix moyen de 71,69 \$ US le baril en décembre 2021. Le prix de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago s'est établi en moyenne à 129,92 \$ US le baril en mars 2022, comparativement à 83,78 \$ US le baril en décembre 2021.

Résultat net

(en millions de dollars)

Résultat net du trimestre clos le 31 mars 2021	220
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :	
Marge d'exploitation	1 585
Activités non sectorielles et éliminations	
Réévaluation du paiement éventuel	(49)
Coûts d'intégration	199
Frais généraux et frais d'administration	(36)
Charges financières	15
Profit (perte) à la sortie d'actifs	230
Autres profits (perte), montant net	298
Autres ¹⁾	52
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques ²⁾	(425)
Amortissement et épuisement	15
Coûts de prospection	(10)
Produit (charge) d'impôt sur le résultat	(469)
Résultat net du trimestre clos le 31 mars 2022	1 625

1) Tient compte des produits d'intérêts, des (profits) pertes de change réalisés, 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.

2) Le 4 avril 2022, Cenovus a annoncé la suspension de ses activités de gestion du risque lié au prix de vente du brut fondé sur le WTI. Pour le trimestre clos le 31 mars 2022, la perte latente liée à la gestion des risques pour les contrats sur le WTI visés par cette annonce était de 370 M\$.

Le bénéfice net en 2022 s'est amélioré par rapport à 2021 pour les raisons suivantes :

- hausse de la marge d'exploitation susmentionnée;
- gains à la sortie d'actifs de 242 M\$, principalement liés à la cession de Tucker et de Wembley;
- accroissement des autres produits en raison du produit d'assurance lié à la raffinerie de Superior et à un incident dans la région de l'Atlantique en 2018;
- coûts d'intégration de 24 M\$, comparativement à 223 M\$ en 2021.

Cette augmentation est en partie annulée par :

- des pertes latentes liées à la gestion des risques de 293 M\$, comparativement à des gains de 132 M\$ en 2021;
- une hausse de la charge d'impôt sur le résultat;
- une perte à la réévaluation du paiement éventuel de 236 M\$ (187 M\$ en 2021);

Dette nette

(en millions de dollars)	31 mars 2022	31 décembre 2021
Emprunts à court terme	62	79
Partie courante de la dette à long terme	—	—
Dette à long terme	11 744	12 385
Dette totale ¹⁾	11 806	12 464
Déduire : Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 399)	(2 873)
Dette nette²⁾	8 407	9 591

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

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

Au premier trimestre de 2022, la dette à long terme a diminué de 641 M\$ et la dette nette a diminué de 1,2 G\$. La réduction de la dette à long terme résulte du rachat du solde du montant de 384 M\$ US du capital des billets en circulation échéant en 2023 et en 2024, cumulé à l'appréciation du dollar canadien en regard du dollar américain.

Dépenses d'investissement¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2022	2021
Secteurs en amont		
Sables bitumineux	375	218
Hydrocarbures classiques	88	66
Production extracôtière	53	26
	516	310
Secteurs en aval		
Fabrication au Canada	14	4
Fabrication aux États-Unis	207	205
Vente	1	1
	222	210
Activités non sectorielles et éliminations	8	27
Dépenses d'investissement	746	547

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

Au premier trimestre de 2022, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont été essentiellement consacrées au maintien des activités à Christina Lake et à Foster Creek, aux actifs de production par méthode thermique de Lloydminster et au forage de puits de prospection stratigraphique dans le cadre de notre programme de forage hivernal intégré.

Les dépenses d'investissement du secteur Hydrocarbures ont été axées sur les programmes de forage, de complétion et de raccordement de puits de maintien.

En 2021, les dépenses d'investissement du secteur Production extracôtière ont été principalement consacrées au projet de prolongement de la durée d'utilité de Terra Nova et 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 Superior, ainsi que des projets de fiabilité et de maintenance aux raffineries de Wood River, de Borger et de Toledo.

Activités de forage

(en puits nets, sauf indication contraire)	Puits d'exploration stratigraphique et puits d'observation		Puits productifs bruts ¹⁾	
	Trimestres clos les 31 mars			
	2022	2021	2022	2021
Foster Creek	52	17	5	—
Christina Lake ²⁾	—	25	8	8
Sunrise	15	—	2	—
Production par méthode thermique à Lloydminster	1	—	19	13
Tucker	6	—	—	—
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	—	—	—	2
Autres ³⁾	16	15	—	—
	90	57	34	23

1) Les paires de puits de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV ») du secteur Sables bitumineux comptent pour un seul puits productif.

2) Comprend Narrows Lake.

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)	Trimestres clos les 31 mars 2022			Trimestres clos les 31 mars 2021		
	Forés	Complétés	Raccordés	Forés	Complétés	Raccordés
Hydrocarbures classiques	13	20	20	9	8	9

Dans le secteur Production extracôtière, nous avons foré et complété deux (0,8 puits net) puits de mise en valeur planifiés en Indonésie au premier trimestre de 2022 (aucun puits foré, complété ou raccordé en 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 pour 2022, mis à jour le 26 avril 2022, peuvent être consultés sur notre site Web à l'adresse cenovus.com.

Nos objectifs mis à jour tiennent compte de ce qui suit :

- l'augmentation des dépenses d'investissement dans le cadre du projet de reconstruction de la raffinerie Superior;
- la diminution de la production tirée des sables bitumineux pour tenir compte de la vente d'actifs de Tucker le 31 janvier 2022;
- la hausse des charges d'exploitation unitaires principalement en raison de la hausse des prix du gaz naturel.

Le tableau qui suit présente les prévisions pour 2022 :

	Dépenses d'investissement futures (en millions de dollars)	Production (kbp/j)	Production (kb/j)
Secteurs en amont			
Sables bitumineux	1 350 – 1 550	552 - 609	
Hydrocarbures classiques	150 - 200	118 - 134	
Production extracôtière	200 - 250	64 - 76	
Secteurs en aval¹⁾	1 150 – 1 250		530 - 580
Activités non sectorielles et éliminations	50 - 70		

1) Les dépenses d'investissement futures comprennent entre 500 M\$ et 550 M\$ pour le projet de reconstruction de la raffinerie de Superior.

En 2022, nous prévoyons axer les dépenses d'investissement futures sur ce qui suit :

- le maintien de la production du secteur Sables bitumineux;
- les programmes de forage de puits de maintien du secteur Hydrocarbures classiques;
- le projet de reconstruction de la raffinerie de Superior;
- le projet de prolongement de la durée d'utilité de Terra Nova et le capital de préservation du projet West White Rose dans le secteur Production extracôtière;
- les opérations de raffinage et la fiabilité dans les secteurs en aval ainsi qu'un projet de décongestion à la raffinerie de Lloydminster afin d'accroître la capacité de production.

Le lecteur trouvera de plus amples renseignements sur les variations de nos résultats financiers et d'exploitation à la section « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion. Pour obtenir de plus amples renseignements sur nos activités de gestion des risques, 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 intermédiaires.

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)	T1 2022	Variation (%)	T1 2021	T4 2021
Brent daté	101,41	67	60,90	79,73
WTI	94,29	63	57,84	77,19
Écart Brent/WTI	7,12	133	3,06	2,54
WCS à Hardisty	79,76	76	45,37	62,55
Écart WTI/WCS	14,53	17	12,47	14,64
WCS (\$ CA/b)	101,01	76	57,44	78,71
WCS à Nederland	89,19	59	55,93	71,62
Écart WTI/WCS à Nederland	5,10	167	1,91	5,57
Condensats (CS à Edmonton)	96,09	66	58,04	79,13
Écart WTI/condensats (positif) négatif	(1,80)	(800)	(0,20)	(1,94)
Écart WCS/condensats (positif) négatif	(16,33)	(29)	(12,67)	(16,58)
Moyenne (\$ CA/b)	121,69	66	73,49	99,64
Pétrole synthétique à Edmonton	93,05	71	54,32	75,40
Écart WTI/pétrole synthétique (positif) négatif	1,24	(65)	3,52	1,79
Prix des produits raffinés				
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	109,16	57	69,51	91,84
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	119,60	63	73,28	96,53
Prix de référence – raffinage				
Chicago – marges de craquage 3-2-1 ²⁾	18,35	42	12,93	16,06
Groupe 3 – marges de craquage 3-2-1 ²⁾	19,94	27	15,67	15,82
NIR	6,44	17	5,49	6,11
Prix du gaz naturel				
AECO (\$ CA/kpi ³)	4,59	57	2,92	4,94
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³)	4,95	84	2,69	5,83
Taux de change				
Taux moyen \$ US/\$ CA	0,790	—	0,790	0,794
Taux de clôture \$ US/\$ CA	0,800	1	0,795	0,789
Taux moyen yuan/\$ CA	5,014	(2)	5,120	5,073

1) Ces prix de référence ne correspondent pas aux prix de vente que nous avons réalisés et sont approximatifs. Pour obtenir les prix de vente moyens réalisés et les résultats de la gestion des risques de la société, se reporter aux tableaux des prix nets opérationnels de la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

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

Prix de référence du pétrole brut et des condensats

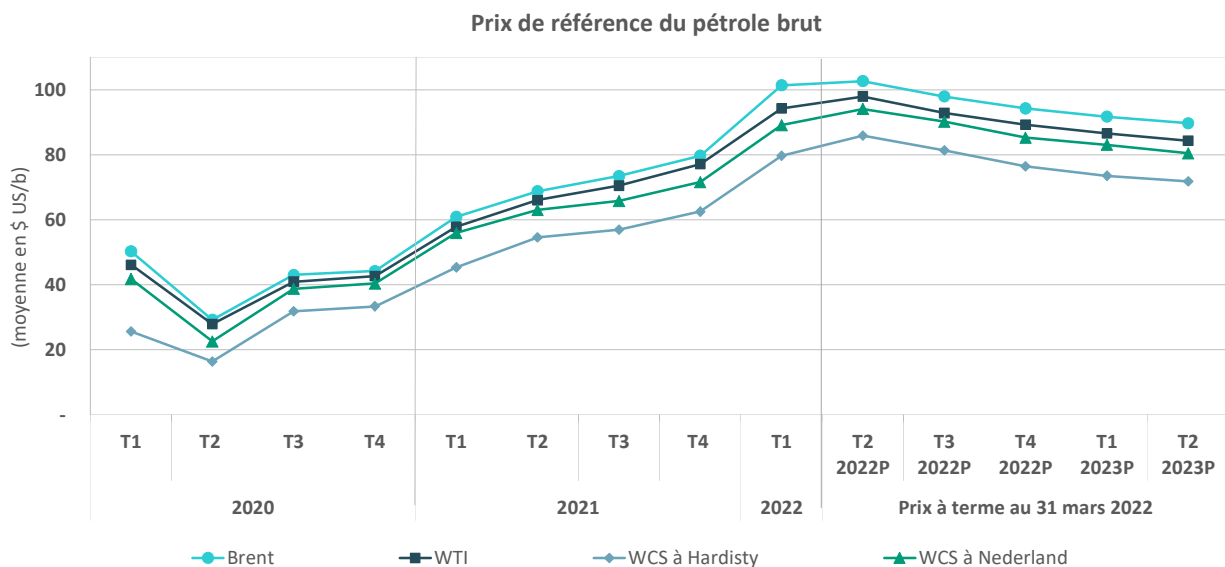
Au premier trimestre de 2022, les indices de référence du Brent et du WTI ont augmenté considérablement par rapport au premier et quatrième trimestres de 2021, de façon générale en raison de l'équilibre serré entre l'offre et la demande à l'échelle mondiale. Les indices de référence ont été volatils au cours du trimestre, le WTI allant d'un creux d'environ 76 \$ US le baril à un sommet de 124 \$ US le baril à la suite de l'invasion de l'Ukraine par la Russie. La réaction du marché est principalement motivée par la crainte d'une perturbation importante potentielle des exportations russes en raison des sanctions, qui ont exacerbé le resserrement antérieur de l'équilibre entre l'offre et la demande mondiales, de la faible capacité de réserve de pétrole brut et d'autres interruptions imprévues de l'approvisionnement mondial au premier trimestre. De plus, l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») et un groupe de 10 pays producteurs non membres de l'OPEP (collectivement, l'« OPEP+ ») ont continué d'augmenter graduellement les quotas de production qui ont commencé au deuxième trimestre de 2021.

Le prix obtenu pour notre pétrole brut de l'Atlantique et nos LGN de l'Asie-Pacifique est établi essentiellement en fonction du prix du Brent. Le WTI est un important prix de référence pour le pétrole brut canadien, car il reflète les prix intérieurs du brut en Amérique du Nord, et l'équivalent en dollars canadiens est utilisé pour calculer les taux de redevance relatifs à nombre de nos biens pétroliers. Au premier trimestre de 2022, l'écart Brent-WTI s'est creusé par rapport à 2021 en raison de la hausse des coûts du carburant et des perturbations de l'approvisionnement découlant de l'invasion de l'Ukraine par la Russie.

Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. Au premier trimestre de 2022, l'écart moyen entre le prix du WTI et celui du WCS est demeuré mince par rapport au quatrième trimestre de 2021 et s'est élargi légèrement par rapport au premier trimestre de 2021. La mise en service du programme de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge au quatrième trimestre de 2021 a fourni une capacité de transport accrue à partir du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC »). Les interruptions imprévues dans le BSOC et les faibles niveaux de stockage ont également profité au WCS au premier trimestre de 2022.

Le WCS à Nederland est un prix de référence du pétrole lourd sur la côte américaine du golfe du Mexique qui est représentatif de nos prix de vente dans cette région. Les prix du WCS à Nederland se sont raffermis au premier trimestre de 2022 par rapport à 2021, ce qui cadre avec la hausse des prix du brut à l'échelle mondiale, les raffineurs ayant augmenté leur production de brut pour s'ajuster à la demande accrue de produits raffinés. Au premier trimestre de 2022, l'écart entre les prix de référence du WCS à Nederland et du WTI s'est élargi par rapport au premier trimestre de 2021, principalement en raison de l'utilisation soutenue de la cokéfaction sur la côte américaine du golfe du Mexique, des travaux d'entretien prévus et imprévus des raffineries 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 25 % à 35 %. 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 au premier trimestre de 2022. L'écart est demeuré mince en raison de la poursuite de la forte production tirée des sables bitumineux, qui s'est maintenue, 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 du mois courant et évalué à l'aide de la méthode du dernier entré, premier sorti.

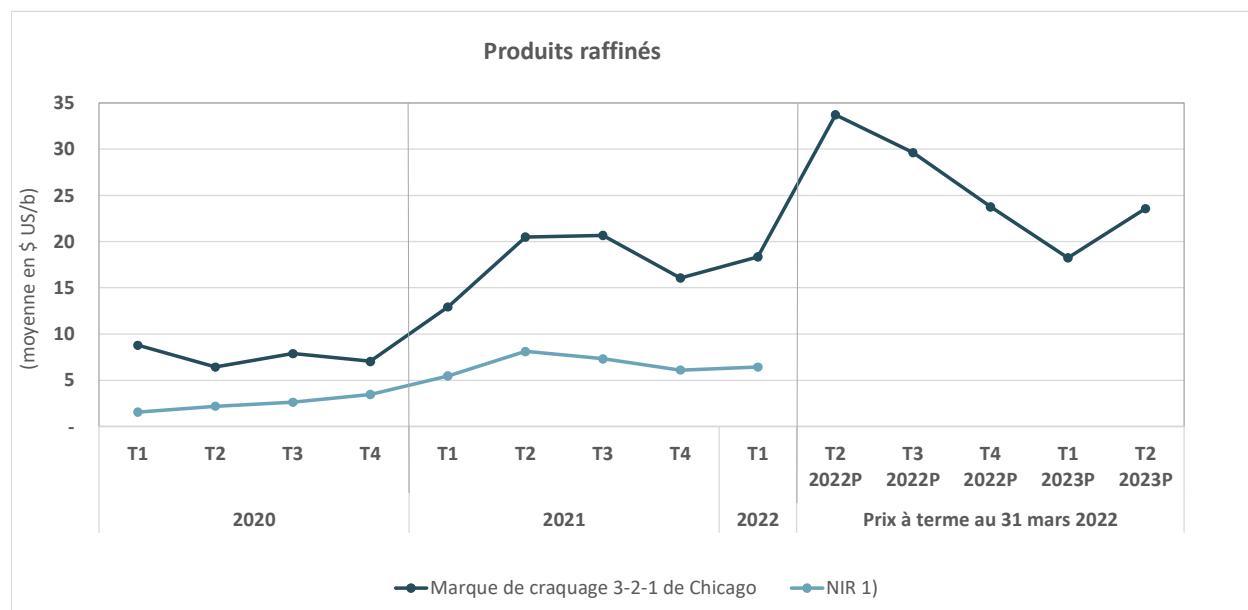
La marge de craquage 3-2-1 à Chicago reflète le marché de nos raffineries de Toledo, de Lima, de Wood River. La marge de craquage 3-2-1 du groupe 3 reflète le marché de notre raffinerie de Borger.

Les prix moyens des produits raffinés à Chicago ont augmenté au premier trimestre de 2022 comparativement aux quatrième et premier trimestres de 2021. La vigueur des marges de craquage et des prix des produits raffinés est attribuable au resserrement du marché du distillat et à la forte demande d'essence et de carburacteur à mesure que les restrictions sont levées. Les sanctions contre la Russie ont été imposées à un moment où le marché est déjà tendu en raison de la rationalisation des

raffineries. En mars 2022, les marges de craquage 3-2-1 à Chicago se sont établies à près de 27 \$ US le baril, comparativement à la moyenne trimestrielle de 18,35 \$ US le baril. Les stocks mondiaux de distillat sont à des niveaux extrêmement bas, et la réduction de l'offre de produits propres de la Russie a fait grimper les marges de craquage à court terme. Les coûts des NIR demeurent élevés en raison du marché tendu pour les biocarburants, de la hausse des prix des charges d'alimentation et de l'incertitude entourant les politiques qui influent sur la demande de NIR.

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 d'alimentation en 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 au premier trimestre de 2022, comparativement au premier trimestre de 2021, en raison de la remontée de la demande à l'échelle nationale aux États-Unis et d'un nombre record d'exportations 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 au prix de référence NYMEX. L'écart entre les prix de l'AECO et du NYMEX s'est élargi par rapport au premier trimestre de 2021 en raison de la hausse de l'offre dans l'Ouest canadien. 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.

Au premier trimestre de 2022, le cours moyen du dollar canadien a été stable par rapport à celui du dollar américain, comparativement à 2021, ce qui a eu une incidence minime sur nos produits des activités ordinaires d'un trimestre à l'autre. L'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain au 31 mars 2022 comparativement au 31 décembre 2021 a donné lieu à des profits de change latents 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. Au premier trimestre de 2022, le cours moyen du dollar canadien a été relativement stable par rapport au yuan, ce qui a eu une incidence minime sur nos produits des activités ordinaires d'un trimestre à l'autre.

PRÉVISION DES PRIX DES MARCHANDISES

Les marchés de l'énergie demeurent volatils, amorçant l'exercice en force et en nette amélioration par rapport à 2021. La réussite de la vaccination contre la COVID-19 à l'échelle mondiale, l'assouplissement des restrictions et la stabilité de la reprise économique ont occasionné une augmentation de la demande de pétrole brut et de produits raffinés, alors que l'offre s'est fait attendre en raison de la discipline des producteurs, de la politique de l'OPEP+ et d'interruptions imprévues. Le marché anticipe une possible perturbation de l'approvisionnement par la Russie, ce qui pourrait se traduire par une demande excédentaire soutenue et nécessitera un rééquilibrage des flux commerciaux.

Le conflit entre la Russie et l'Ukraine suscite une grande incertitude sur le marché. Nous nous attendons à ce que les perspectives générales pour les prix du pétrole brut et des produits raffinés soient volatiles et soumises à l'incidence de la durée et de la gravité du conflit, de la mesure dans laquelle les exportations russes sont réduites par les sanctions, du moment et de la capacité des producteurs et des gouvernements de remplacer la baisse de l'offre et la politique de l'OPEP+. La possibilité de nouvelles éclosions et de nouveaux variants de la COVID-19 demeure un risque pour le rythme de la croissance de la demande.

En plus de ce qui précède, les facteurs suivants peuvent influencer sur nos perspectives pour les prix des marchandises pour les 12 prochains mois :

- 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 activités de maintenance planifiées pour les sables bitumineux dans le BSOC devraient maintenir l'offre dans les limites de nos capacités d'exportation au cours de l'été de 2022.
- La capacité et la volonté de l'OPEP et de l'OPEP+ d'accroître considérablement la production demeurent incertaines.
- La volatilité des marges de craquage persistera puisque la Russie est un important exportateur de produits raffinés. Les sanctions réduiront l'offre et entraîneront une réorientation des flux commerciaux à l'échelle mondiale. Les répercussions économiques du conflit pourraient avoir une incidence sur la demande. Les marges de craquage devraient continuer à fluctuer, compte tenu des tendances saisonnières et du volume de traitement des raffineries en Amérique du Nord.
- Nous prévoyons que les prix au carrefour Henry et à AECO demeureront élevés. Les données fondamentales actuelles laissent entendre que le resserrement du marché persistera, mais il pourrait être compensé par l'augmentation de la production de gaz associée ainsi que par le remplacement de combustible dans un contexte de prix élevés. Les conditions météorologiques continueront d'influer sur les prix.
- 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'une par rapport à l'autre et de nouveaux facteurs macroéconomiques.

Notre production de brut en amont et la plupart de nos produits raffinés en aval sont exposés aux fluctuations du prix du WTI. 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.

Notre capacité de raffinage est 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. Nous continuerons de surveiller les fondamentaux du marché et d'optimiser les taux de traitement de nos raffineries en conséquence.

Notre exposition WTI aux marges du brut comprend 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 que des marges pour l'Alberta, qui assument 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.
- 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.

Le 4 avril 2022, nous avons annoncé la suspension de nos activités de gestion du risque lié au prix de vente du brut fondé sur le WTI. Compte tenu de la solidité de notre bilan et de nos liquidités, nous avons déterminé que ces programmes ne sont plus nécessaires pour soutenir la résilience financière. Les contrats sur le WTI touchés par cette annonce prendront fin le 30 juin 2022. Nous avons l'intention de continuer à utiliser des instruments financiers pour atténuer notre exposition aux prix de diverses marchandises, y compris le WTI pour gérer l'exposition indépendante de la gestion des risques liés aux prix de vente du pétrole brut, et des produits, y compris les écarts de prix qui en découlent et les marges de raffinage. Se reporter aux notes 26 et 27 annexes aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

SECTEURS À PRÉSENTER

SECTEURS EN AMONT

SABLES BITUMINEUX

Au premier trimestre de 2022, nous avons :

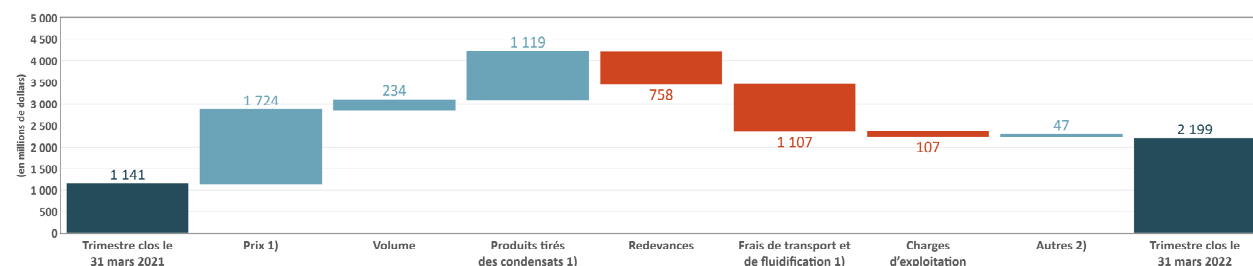
- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- vendu les actifs de Tucker pour un produit net de 730 M\$ le 31 janvier 2022;
- produit 595,0 milliers de barils par jour, comparativement à 553,4 milliers de barils par jours au premier trimestre de 2021;
- inscrit une marge d'exploitation de 2,2 G\$, soit une augmentation de 1,1 G\$ par rapport au premier trimestre de 2021 attribuable principalement à la hausse des prix de vente moyens réalisés et à l'augmentation des volumes de vente;
- engagé des dépenses d'investissement de 375 M\$ essentiellement consacrées au maintien des activités à Christina Lake, à Foster Creek, et aux actifs de production par méthode thermique de Lloydminster et au forage de puits de prospection stratigraphique dans le cadre de notre programme de forage hivernal intégré;
- enregistré un prix net opérationnel de 56,44 \$ le bep.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2022	2021
Chiffre d'affaires brut¹⁾	9 218	4 918
Déduire : Redevances	1 082	324
Produits des activités ordinaires	8 136	4 594
Charges		
Produits achetés ¹⁾	1 483	861
Transport et fluidification	2 885	1 778
Activités d'exploitation	702	585
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	867	229
Marge d'exploitation	2 199	1 141
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	266	(141)
Amortissement et épuisement	635	612
Coûts de prospection	1	11
Résultat sectoriel	1 297	659

1) Les résultats de périodes antérieures ont été révisés 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. Se reporter aux états financiers consolidés et à la note 3 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Variation de la marge d'exploitation



1) Les produits des activités ordinaires que nous présentons 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.

2) 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

	Trimestres clos les 31 mars	
	2022	2021
Total – volumes de vente (kbep/j)	609,9	560,8
Prix réalisé total¹⁾ (\$/bep)	95,90	52,86
Production de pétrole brut par actif (kb/j)		
Foster Creek	197,9	163,1
Christina Lake	254,1	222,9
Sunrise ²⁾	24,1	27,8
Production par méthode thermique à Lloydminster	96,3	96,0
Tucker ³⁾	6,4	23,1
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	16,2	20,5
Total – production quotidienne de pétrole brut⁴⁾ (kb/j)	595,0	553,4
Gaz naturel tiré des sables bitumineux ⁵⁾ (Mpi ³ /j)	12,8	13,0
Total – production quotidienne (kbep/j)	597,0	555,6
Taux de redevance réel (%)	22,3	14,4
Frais de transport et de fluidification¹⁾ (\$/bep)	7,23	8,06
Charges d'exploitation¹⁾ (\$/bep)	12,51	11,49

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 vente des actifs de Tucker a été réalisée le 31 janvier 2022.

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

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

Produits des activités ordinaires

Prix

Au premier trimestre de 2022, notre prix de vente réalisé s'est établi à 95,00 \$ le bep alors qu'il était de 52,86 \$ le bep au premier trimestre de 2021. Cette augmentation s'explique principalement par la hausse des prix de référence du WTI, annulée en partie par l'écart un peu plus large entre le WTI et le WCS. Au premier trimestre de 2022, nous avons vendu environ 25 % (20 % en 2021) de notre production à des destinations aux États-Unis afin d'améliorer notre prix de vente réalisé.

Pour le premier trimestre de 2022, les ventes brutes comprennent un montant de 1 415 M\$ (815 M\$ en 2021) de volumes provenant de tiers qui ne sont pas inclus dans notre prix réalisé 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.

Pour le premier trimestre de 2022, les ventes brutes comprennent d'autres montants de 52 M\$ (66 M\$ en 2021) liés à des activités de construction, de transport et de fluidification. Ces montants ne sont pas inclus dans notre prix réalisé 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.

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 fluidifié, 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 des décisions en matière de stockage et de transport pour 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, et pour 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 et améliorer la stabilité des flux de trésorerie. Comme nous l'avons annoncé le 4 avril 2022, nous avons suspendu de nos activités de gestion du risque lié au prix de vente du brut fondé sur le WTI. Compte tenu de la solidité de notre bilan et de nos liquidités, nous avons déterminé que ces programmes ne sont plus nécessaires pour soutenir la résilience financière. Les contrats sur le WTI touchés par cette annonce prendront fin le 30 juin 2022.

Au premier trimestre de 2022, 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 a donné lieu à la comptabilisation d'un profit compensatoire découlant de la hausse des prix de référence. Au premier trimestre de 2022, 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 595,0 milliers de barils par jour pour le premier trimestre de 2022, soit une augmentation de 41,6 milliers de barils par jours par rapport au premier trimestre de 2021.

La production de Tucker a diminué de 16,7 milliers de barils par jour d'un trimestre à l'autre alors que nous avons réalisé la vente de cet actif le 31 janvier 2022.

À Foster Creek, la production s'est accrue de 34,8 milliers de barils par jour d'un trimestre à l'autre en raison de la mise en service de nouveaux puits au cours du deuxième semestre de 2021, hausse neutralisée en partie par les baisses naturelles.

La production de Christina Lake a augmenté de 31,2 milliers de barils par jour par rapport au trimestre précédent en raison de la mise en service de nouveaux puits au cours du trimestre et des neuf derniers mois de 2021.

La production par méthode thermique de Lloydminster a poursuivi sur la lancée du solide rendement de 2021. La production de Sunrise a affiché un recul de 3,7 milliers de barils par jour par rapport au trimestre précédent, principalement en raison des baisses naturelles. Cette situation est atténuée par un programme de réaménagement, dont la production est prévue pour le deuxième trimestre de 2022. La production de pétrole lourd classique de Lloydminster a légèrement diminué par rapport au trimestre précédent puisque des puits ont été fermés en conformité des nouveaux règlements sur les émissions en Alberta.

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

Pour nos actifs de la Saskatchewan et les projets de production par méthode thermique et de production 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.

Les redevances ont augmenté de 758 M\$ pour atteindre 1,1 G\$ au premier trimestre de 2022 par rapport à la période correspondante de 2021, 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 1,1 G\$ par rapport au trimestre précédent pour atteindre 2,5 G\$. Cette augmentation s'explique principalement par la hausse des prix de référence du condensat (96,09 \$ US par baril comparativement à 58,04 \$ US par baril au premier trimestre de 2021), cumulée à l'accroissement des volumes.

Au premier trimestre de 2022, les frais de transport ont diminué de 13 M\$ pour s'établir à 397 M\$ par rapport à la période correspondante en 2021, principalement en raison de la diminution des volumes acheminés par transport ferroviaire; cette baisse a été en partie contrebalancée par la hausse des volumes de vente.

Frais de transport unitaires

Les frais de transport se sont établis à 7,23 \$ le bep au premier trimestre de 2022 (8,06 \$ le bep en 2021).

Les frais de transport de Foster Creek se sont établis à 9,90 \$ le baril, comparativement à 10,98 \$ le baril au premier trimestre de 2021, 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 40 % (25 % en 2021) de nos volumes aux États-Unis, dont une tranche de 5 % (35 % en 2021) a été expédiée par transport ferroviaire.

Les frais de transport de Christina Lake se sont établis à 6,37 \$ le baril au premier trimestre de 2022 (6,65 \$ le baril en 2021) puisque nous avons expédié des volumes moindres vers la côte américaine du golfe du Mexique.

Les frais de transport unitaires de Sunrise ont augmenté de 2,13 \$ le baril comparativement à 2021 pour s'établir à 13,15 \$ le baril, puisque nous avons expédié 70 % (40 % en 2021) de nos volumes aux États-Unis.

Les actifs de production par méthode thermique de Lloydminster, de Tucker et de pétrole lourd classique de Lloydminster ont affiché de moindres frais de transport unitaires, soit 2,82 \$ le baril comparativement à 3,51 \$ le baril en 2021. Nous avons cessé d'expédier ces barils vers les États-Unis après le premier trimestre de 2021, car nous avons optimisé notre capacité pipelinère après la conclusion de l'arrangement.

Activités d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier trimestre de 2022 ont été les coûts du carburant, des produits chimiques, de la main-d'œuvre, des réparations et de la maintenance. Les charges d'exploitation totales et unitaires ont augmenté surtout à cause de l'augmentation des coûts du carburant en raison de la hausse du prix du gaz naturel. Les autres coûts unitaires ont diminué à Foster Creek et à Christina Lake en raison principalement de la hausse des volumes des ventes, neutralisée en partie par l'accroissement des coûts des produits chimiques à Foster Creek. Les autres coûts unitaires des autres actifs du secteur Sables bitumineux ont progressé avant tout en raison de la hausse des coûts des produits chimiques et des activités de reconditionnement d'actifs de Sunrise et des actifs de production par méthode thermique de Lloydminster.

(\$/baril) ¹⁾	Trimestres clos les 31 mars		
	2022	Variation (%)	2021
Foster Creek			
Carburant	4,71	30	3,62
Autres coûts	6,48	(9)	7,11
Total	11,19	4	10,73
Christina Lake			
Carburant	4,51	47	3,07
Autres coûts	4,71	(11)	5,31
Total	9,22	10	8,38
Autres – Sables bitumineux²⁾			
Carburant	6,85	55	4,41
Autres coûts	12,93	13	11,45
Total	19,78	25	15,86
Total	12,51	9	11,49

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

2) Comprend Sunrise, Tucker ainsi que les actifs de production par méthode thermique et les actifs de pétrole lourd classique de Lloydminster. La vente des actifs de Tucker a été réalisée le 31 janvier 2022.

Prix nets opérationnels

(\$/bep)	Trimestres clos les 31 mars	
	2022	2021
Prix de vente ¹⁾	95,90	52,86
Redevances ¹⁾	19,72	6,41
Transport ¹⁾	7,23	8,06
Charges d'exploitation ¹⁾	12,51	11,49
Prix net opérationnel²⁾	56,44	26,90

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

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

Amortissement et épuisement

Au premier trimestre de 2022, la charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté de 23 M\$ par rapport à la même période en 2021, principalement en raison de l'accroissement de la production. Le taux d'épuisement moyen s'est établi à 11,80 \$ par bep pour le trimestre clos le 31 mars 2022 (11,13 \$ par bep en 2021).

HYDROCARBURES CLASSIQUES

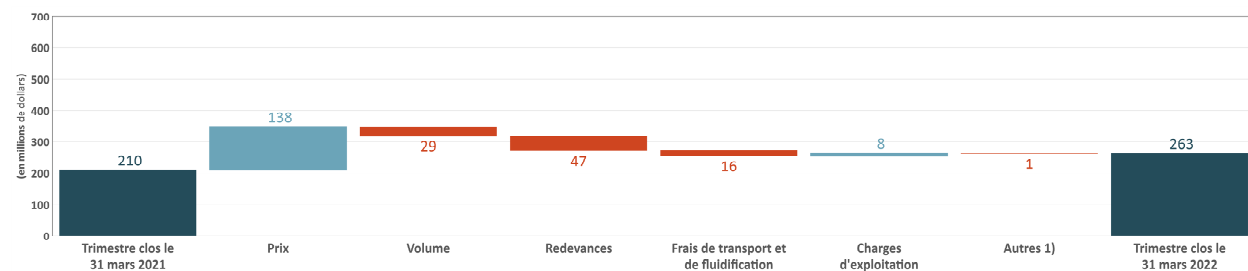
Au premier trimestre de 2022, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- réalisé, le 28 février 2022, la vente de nos actifs de la région de Wembly pour un produit net de 220 M\$;
- inscrit une marge d'exploitation de 263 M\$, soit une augmentation de 53 M\$ par rapport au premier trimestre de 2021 attribuable principalement à la hausse des prix de vente moyens réalisés et à l'augmentation des volumes de vente;
- engagé des dépenses d'investissement de 88 M\$ axées sur les programmes de forage, de complétion et de raccordement de puits de maintien;
- enregistré un prix net opérationnel de 22,04 \$ le bep.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2022	2021
Chiffre d'affaires brut	1 112	776
Déduire : Redevances	71	24
Produits des activités ordinaires	1 041	752
Charges		
Marchandises achetées	606	381
Transport et fluidification	34	18
Activités d'exploitation	134	142
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	4	1
Marge d'exploitation	263	210
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	—	(1)
Amortissement et épuisement	80	108
Coûts de prospection	—	(4)
Résultat sectoriel	183	107

Variation de la marge d'exploitation



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

Produits des activités ordinaires

Pour le premier trimestre de 2022, les ventes brutes comprennent un montant de 606 M\$ (381 M\$ en 2021) de volumes provenant de tiers qui ne sont pas inclus dans nos mesures de prix unitaires ni dans nos prix nets opérationnels.

Pour le premier trimestre de 2022, les produits des activités ordinaires comprennent des montants liés à des activités de construction, de transport et de fluidification pour le compte de tiers de 24 M\$ (24 M\$ en 2021), qui ne sont pas inclus dans nos mesures de prix unitaires ni dans nos prix nets opérationnels.

Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 31 mars	
	2022	2021
Total – volumes de vente (kbep/j)	125,2	135,9
Prix réalisé total¹⁾ (\$/bep)	42,84	30,32
Pétrole brut léger (\$/b)	112,67	61,59
LGN (\$/b)	55,39	38,02
Gaz naturel classique (\$/kpi ³)	5,55	4,23
Production par produit		
Pétrole brut léger (Mb/j)	8,2	8,7
LGN (kb/j)	24,5	28,2
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	555,0	594,5
Total – production quotidienne (kbep/j)	125,2	135,9
Production de gaz naturel classique (% par rapport au total)	74	73
Production de pétrole brut et de LGN (% par rapport au total)	26	27
Taux de redevance réel (%)	15,9	6,9
Frais de transport¹⁾ (\$/bep)	3,18	1,43
Charges d'exploitation¹⁾ (\$/bep)	11,33	11,09
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires¹⁾ (\$/bep)	8,16	8,64

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 au cours du trimestre 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 diminué de 10,7 milliers de bep par jour par rapport au trimestre précédent, en raison surtout des actifs vendus au deuxième semestre de 2021. La baisse de la production a été annulée en partie par les 20 nouveaux puits mis en production au cours du trimestre.

Redevances

Les actifs du secteur Hydrocarbures classiques sont assujettis à des régimes de redevances en Alberta et en Colombie-Britannique. Les redevances totales et les taux de redevance réels ont augmenté par rapport au trimestre précédent, 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.

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. En 2022, les frais de transport ont augmenté de 16 M\$ comparativement à 2021. Les frais de transport unitaires se sont établis en moyenne à 3,18 \$ par bep au premier trimestre de 2022 (1,43 \$ par bep en 2021).

Activités d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier trimestre de 2022 ont été les coûts des réparations et de la maintenance et de la main-d'œuvre ainsi que les taxes foncières et les coûts de location. Les charges d'exploitation unitaires ont augmenté légèrement d'un trimestre à l'autre. Le total des charges d'exploitation a baissé par rapport à celui du premier trimestre de 2021 en raison de la diminution des volumes de vente.

Prix nets opérationnels

(\$/baril)	Trimestres clos les 31 mars	
	2022	2021
Prix de vente ¹⁾	42,84	30,32
Redevances ¹⁾	6,29	2,00
Transport et fluidification ¹⁾	3,18	1,43
Charges d'exploitation ¹⁾	11,33	11,09
Prix net opérationnel²⁾	22,04	15,80

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

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

Amortissement et épuisement

Le taux d'épuisement moyen du premier trimestre de 2022 s'est établi à 8,16 \$ par bep (8,64 \$ par bep en 2021).

Pour le premier trimestre de 2022, le total de la charge d'amortissement et d'épuisement se rapportant au secteur Hydrocarbures classiques s'est chiffré à 80 M\$ (108 M\$ en 2021). La diminution est attribuable à la vente d'actifs au premier trimestre de 2022 et au deuxième semestre de 2021.

PRODUCTION EXTRACÔTIÈRE

Au premier trimestre de 2022, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- inscrit une marge d'exploitation de 458 M\$, soit une augmentation de 114 M\$ par rapport au premier trimestre de 2021 attribuable principalement à la hausse des prix de vente moyens réalisés;
- enregistré un prix net opérationnel de 69,57 \$ par bep;
- atteint des taux de production record de gaz naturel pour une même journée en Chine;
- engagé des dépenses d'investissement de 53 M\$ qui ont été consacrées principalement au capital de préservation du projet West White Rose dans la région de l'Atlantique.

Dans la région de l'Atlantique, le projet West White Rose est toujours reporté, tandis que nous continuons d'évaluer nos options avec nos partenaires. La décision relative au redémarrage du projet West White Rose devrait être rendue d'ici la mi-2022. Le projet de prolongement de la durée d'utilité de Terra Nova est toujours en cours en Espagne pour la partie cale sèche du projet. La production devrait reprendre avant la fin de 2022.

En Indonésie, nous avons foré et complété deux puits de mise en valeur planifiés dans le champ MBH. En avril, nous avons entrepris le forage du premier de cinq puits de mise en valeur dans le champ MDA. Les champs MBH et MDA devraient commencer à produire plus tard cette année. Les installations de production au champ MAC sont en construction et trois puits de mise en valeur devraient être forés d'ici la fin de l'exercice.

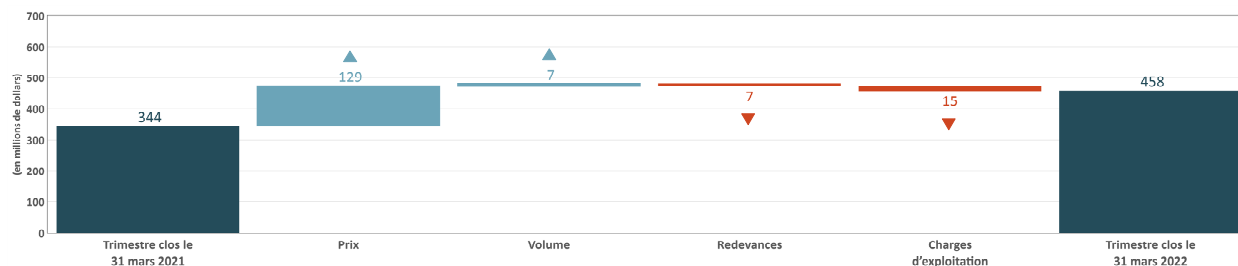
En Chine, nous avons abandonné le bloc 23/07. Ce dernier était en phase de prospection, et il n'a jamais été exploité ou fait l'objet de travaux de forage.

Résultats financiers

	Trimestres clos les 31 mars					
	2022			2021		
(en millions de dollars)	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extra-côtière	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extracôtière
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	395	172	567	321	110	431
Déduire : Redevances	22	10	32	17	8	25
	373	162	535	304	102	406
Charges						
Transport et fluidification	—	4	4	—	4	4
Activités d'exploitation	27	46	73	22	36	58
Marge d'exploitation¹⁾	346	112	458	282	62	344
Amortissement et épuisement			150			125
Coûts de prospection			15			(1)
Quote-part revenant à la société du résultat net des entreprises associées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			(4)			(12)
Résultat sectoriel			297			232

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

Variation de la marge d'exploitation



Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 31 mars	
	2022	2021
Total – volumes de vente (kbep/j)	77,3	75,7
Région de l'Atlantique	14,6	14,9
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾	62,7	60,8
Prix réalisé total²⁾ (\$/bep)	90,44	70,70
Région de l'Atlantique - Pétrole brut léger (\$/b)	130,87	81,37
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾ (\$/bep)	81,04	68,08
LGN (\$/b)	110,30	69,66
Gaz naturel classique (\$/kpi ³)	12,22	11,28
Production par produit		
Région de l'Atlantique - Pétrole brut léger (kb/j)	13,7	16,9
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾		
LGN (kb/j)	13,1	12,9
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	297,5	287,4
Total – Région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)	62,7	60,8
Total – production quotidienne (kbep/j)	76,4	77,8
Taux de redevance réel (%)		
Région de l'Atlantique	6,1	7,0
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾	10,8	6,5
Charges d'exploitation²⁾ (\$/bep)	11,63	9,37
Région de l'Atlantique	36,06	26,56
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾	5,95	5,14
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires²⁾ (\$/bep)	29,86	25,87

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

2) 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. Notre prix de vente réalisé pour le pétrole brut léger et les LGN a augmenté au cours du trimestre principalement en raison de la hausse du prix de référence du Brent.

Production et volumes de vente

La production dans la région de l'Asie-Pacifique a légèrement augmenté par rapport au premier trimestre de 2021, surtout du fait de la hausse de la demande en Chine, en partie contrebalancée par l'arrêt d'exploitation prévu du navire de production, de stockage et de déchargement (« NPSD ») en Indonésie.

La production dans la région de l'Atlantique a légèrement diminué par rapport au premier trimestre de 2021 en raison des baisses naturelles. 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.

Redevances

Les taux de redevance en Chine et en Indonésie sont régis par des contrats de partage de la production avec les gouvernements chinois et indonésien. Le taux de redevance réel pour le premier trimestre de 2022 était de 10,8 % (6,5 % en 2021), puisque les coûts de mise en valeur du projet gazier Madura-BD avaient été recouverts au troisième trimestre de 2021 et ne sont plus déduits du calcul des 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. Le taux de redevance réel pour le premier trimestre de 2022 était de 6,1 % (7,0 % en 2021).

Charges

Activités d'exploitation

Les principales composantes de nos charges d'exploitation dans la région de l'Asie-Pacifique au premier trimestre de 2022 ont été les coûts de la main-d'œuvre, les coûts des réparations et de la maintenance et les primes d'assurance. Les charges d'exploitation totales et unitaires ont été relativement stables par rapport au premier trimestre de 2021.

Les principales composantes des charges d'exploitation dans la région de l'Atlantique au premier trimestre de 2022 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. Les charges d'exploitation totales et unitaires ont augmenté d'un trimestre à l'autre principalement en raison d'une participation directe supérieure dans Terra Nova et de la baisse de la production.

Transport

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

Prix nets opérationnels

(\$/bep, sauf indication contraire)	Trimestre clos le 31 mars 2022			
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Atlantique (\$/b)	Total – production extracôtière
Prix de vente ²⁾	82,09	74,82	130,87	90,44
Redevances ²⁾	4,43	34,23	7,81	8,58
Transport et fluidification ²⁾	—	—	3,51	0,66
Charges d'exploitation ²⁾	4,66	13,51	36,06	11,63
Prix net opérationnel³⁾	73,00	27,08	83,49	69,57

(\$/bep, sauf indication contraire)	Trimestre clos le 31 mars 2021			
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Atlantique (\$/b)	Total – production extracôtière
Prix de vente ²⁾	69,44	60,68	81,37	70,70
Redevances ²⁾	3,70	8,26	5,70	4,67
Transport et fluidification ²⁾	—	—	2,84	0,56
Charges d'exploitation ²⁾	4,71	7,51	26,56	9,37
Prix net opérationnel³⁾	61,03	44,91	46,27	56,10

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

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

3) Renferme une 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 premier trimestre de 2022, le total de la charge d'amortissement et d'épuisement se rapportant au secteur Production extracôtière s'est chiffré à 150 M\$ (125 M\$ en 2021). L'augmentation s'explique par la hausse de la charge d'amortissement et d'épuisement et l'accroissement de la production. Le taux d'épuisement moyen du premier trimestre de 2022 s'est établi à 29,86 \$ par bep (25,87 \$ par bep en 2021).

SECTEURS EN AVAL

FABRICATION AU CANADA

Au premier trimestre de 2022, nous avons :

- obtenu un taux d'utilisation combiné moyen du brut de 89 % à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster;
- connu une interruption non planifiée provisoire à des fins de maintenance à l'usine de valorisation de Lloydminster, ce qui a des répercussions négatives sur la production;
- réduit les taux de traitement de brut à l'usine de valorisation de Lloydminster vers la fin de mars en prévision des activités de maintenance prévues qui ont débuté en avril;
- inscrit une marge d'exploitation de 114 M\$, soit une augmentation de 32 M\$ par rapport au premier trimestre de 2021 attribuable à la hausse de l'écart lié à la mise en valeur, annulée en partie par le recul des volumes de vente.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2022	2021
Produits des activités ordinaires	1 044	806
Marchandises achetées	804	631
Marge brute¹⁾	240	175
Charges		
Transport et fluidification	2	—
Activités d'exploitation	124	93
Marge d'exploitation	114	82
Amortissement et épuisement	42	43
Résultat sectoriel	72	39

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

	Trimestres clos les 31 mars	
	2022	2021
Capacité de production de pétrole brut (kb/j)	110,5	110,5
Usine de valorisation de Lloydminster (kb/j)	81,5	81,5
Raffinerie de Lloydminster (kb/j)	29,0	29,0
Production de pétrole brut (kb/j)	98,1	106,2
Usine de valorisation de Lloydminster (kb/j)	70,7	78,4
Raffinerie de Lloydminster (kb/j)	27,4	27,8
Taux d'utilisation du pétrole brut¹⁾ (%)	89	96
Production de produits raffinés (kb/j)	99,4	107,4
Écart lié à la mise en valeur²⁾	20,50	14,01
Marge de raffinage³⁾ (\$/b)	22,20	15,54
Usine de valorisation de Lloydminster (\$/b)	24,37	16,64
Raffinerie de Lloydminster (\$/b)	16,61	12,43
Charges d'exploitation unitaires⁴⁾ (\$/b)	10,99	7,22
Activités de transport ferroviaire de pétrole brut		
Volumes de chargement ⁵⁾ (kb/j)	3,0	21,6
Production d'éthanol (milliers de litres/j)	773,4	396,5

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) Renferme une 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.

La production de pétrole brut a diminué de 8,1 milliers de barils par jour d'un trimestre à l'autre pour s'établir à 98,1 milliers de barils au premier trimestre de 2022 en raison d'interruptions de service non planifiées provisoires à des fins de maintenance à l'usine de valorisation de Lloydminster. De plus, nous avons réduit les taux de traitement de brut à l'usine de valorisation de Lloydminster vers la fin de mars en prévision des activités de maintenance prévues qui ont débuté au début d'avril.

La production de pétrole brut de la raffinerie de Lloydminster est demeurée stable d'un trimestre à l'autre. Des activités de révision planifiées sont prévues pour le deuxième trimestre de 2022.

Nous prévoyons que l'incidence des interruptions de service non planifiées sur la production de pétrole brut sera d'environ 20 milliers de barils par jour à 30 milliers de barils par jour au deuxième trimestre de 2022.

Produits des activités ordinaires et marge brute

Les activités de valorisation assurent la transformation du pétrole brut lourd fluidifié et du bitume 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 prix pour l'asphalte et d'autres produits industriels 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.

L'usine de valorisation de Lloydminster a la possibilité de s'approvisionner en charge d'alimentation en pétrole brut à même la production par méthode thermique de Lloydminster. La raffinerie de Lloydminster s'approvisionne en charge d'alimentation en pétrole brut à même notre de production par méthode thermique de Lloydminster et notre production de pétrole brut classique à Lloydminster.

Les produits des activités ordinaires ont progressé de 238 M\$ d'un trimestre à l'autre pour atteindre 1,0 G\$ au premier trimestre de 2022, principalement en raison de la hausse des prix de référence du pétrole brut synthétique et des prix de l'asphalte et des produits industriels. Cette hausse a été annulée en partie par le recul des volumes de vente de l'usine de valorisation de Lloydminster.

La marge brute s'est accrue de 65 M\$ d'un trimestre à l'autre pour s'établir à 240 M\$ au premier trimestre de 2022, principalement en raison de la hausse du différentiel de valorisation et des marges supérieures sur l'asphalte et les produits industriels. Cette hausse a été annulée en partie par le recul des volumes de vente de l'usine de valorisation de Lloydminster.

Les produits des activités ordinaires et la marge brute du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim ont diminué par rapport au premier trimestre de 2021 en raison des volumes de tiers minimes et de la dépendance réduite de Cenovus à l'égard du transport ferroviaire.

Consulter la rubrique « Mise en garde sur les mesures financières déterminées » figurant dans le présent rapport de gestion pour connaître les produits des activités ordinaires et la marge brute par actif.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier trimestre de 2022 ont été les coûts de la main-d'œuvre, des réparations et de la maintenance et de l'énergie. Les charges d'exploitation totales et unitaires ont augmenté en prévision des activités de maintenance planifiées à l'usine de valorisation de Lloydminster et des activités de révision à la raffinerie de Lloydminster et en raison de la hausse des coûts de l'énergie et de la main-d'œuvre. Par ailleurs, les charges d'exploitation unitaires ont progressé en raison de la baisse de la production du pétrole brut.

Amortissement et épuisement

Pour le trimestre clos le 31 mars 2022, la charge d'amortissement et d'épuisement liée à la Fabrication au Canada s'est établie à 42 M\$ (43 M\$ en 2021).

FABRICATION AUX ÉTATS-UNIS

Au premier trimestre de 2022, nous avons :

- dégagé une marge d'exploitation de 423 M\$, une augmentation de 332 M\$ par rapport à 2021, en raison surtout de l'accroissement des marges de craquage, de l'avantage quant au coût de la charge d'alimentation et de l'augmentation des volumes de vente;
- atteint un taux d'utilisation du pétrole brut de 80 % et une production de pétrole brut de 403,7 milliers de barils par jour;
- entrepris des activités de révision aux raffineries de Wood River et de Borger en mars;
- connu une panne d'équipement imprévue temporaire à la raffinerie de Toledo, ce qui a des répercussions négatives sur la production;
- connu une panne d'équipement imprévue temporaire à la raffinerie de Lima après avoir terminé les activités de révision au quatrième trimestre de 2022; la panne a été résolue vers la fin de janvier et nous avons connu d'autres interruptions non planifiées provisoires au cours du trimestre;
- engagé des dépenses d'investissement de 207 M\$ qui ont visé principalement la reconstruction de la raffinerie Superior, ainsi que des projets de fiabilité et de maintenance aux raffineries de Wood River, de Borger et de Toledo.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2022	2021
Produits des activités ordinaires	6 509	3 437
Marchandises achetées	5 482	2 920
Marge brute¹⁾	1 027	517
Charges		
Activités d'exploitation	494	405
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	110	21
Marge d'exploitation	423	91
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	27	10
Amortissement et épuiement	85	114
Résultat sectoriel	311	(33)

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

	Trimestres clos les 31 mars	
	2022	2021
Capacité de production de pétrole brut (kb/j)	502,5	502,5
Raffinerie de Lima	175,0	175,0
Raffinerie de Toledo ¹⁾	80,0	80,0
Raffineries de Wood River et de Borger ¹⁾	247,5	247,5
Production de pétrole brut (kb/j)	403,7	362,9
Raffinerie de Lima	136,1	124,7
Raffinerie de Toledo ¹⁾	72,1	68,1
Raffineries de Wood River et de Borger ¹⁾	195,5	170,1
Production par produit (kb/j)		
Pétrole brut lourd	153,8	119,6
Pétrole brut léger et moyen	249,9	243,3
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	80	72
Marge de raffinage^{2), 3)} (\$/b)	28,26	15,84
Charges d'exploitation unitaires^{3), 4)} (\$/b)	13,59	12,40

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

2) Renferme une 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, de Toledo et de Superior.

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

La production de pétrole brut a augmenté de 40,8 milliers de barils par jour d'un trimestre à l'autre pour atteindre 403,7 milliers de barils au premier trimestre de 2022. L'augmentation s'explique principalement par les meilleures conditions du marché comparativement au premier trimestre de 2021, hausse contrée en partie par les interruptions non planifiées et les activités de révision planifiées au premier trimestre de 2022, qui ont eu une incidence négative plus importante sur la production de brut que celles du premier trimestre de 2021.

À la raffinerie de Lima, nous avons connu une panne d'équipement imprévue temporaire après avoir terminé des activités de révision au quatrième trimestre de 2021; elle a été résolue vers la fin de janvier 2022. D'autres pannes d'équipement ont eu une incidence sur la production pour le reste du trimestre. Les taux de production ont été réduits au début du trimestre en raison de l'amenuisement des marges de craquage, puis intensifiés en mars, lorsque les marges de craquage se sont nettement améliorées.

À la raffinerie de Toledo, la production a été optimisée conformément à la demande du marché, mais elle a été touchée par des interruptions non planifiées provisoires. Des activités de révision planifiées sont prévues pour le deuxième trimestre de 2022.

En mars 2022, les activités de révision planifiées ont commencé aux raffineries de Wood River et de Borger. Au début du trimestre, nous avons exploité la raffinerie de Wood River à des taux de production réduits afin d'optimiser les marges en fonction des conditions du marché. La raffinerie de Borger a affiché un bon rendement au cours du trimestre.

Nous prévoyons que l'incidence des interruptions planifiées sur la production de pétrole brut sera d'environ 60 milliers de barils à 70 milliers de barils par jour au deuxième trimestre de 2022.

Produits 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. Ces facteurs comprennent le type de 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 aux coûts de la charge d'alimentation. Ces derniers sont établis selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.

Les produits des activités ordinaires ont augmenté de 3,1 G\$ par rapport au trimestre précédent, en raison de l'accroissement des volumes de vente et de la hausse des prix de référence des produits raffinés.

Au premier trimestre de 2022, la marge brute a augmenté de 510 M\$ par rapport à 2021 en raison de l'amélioration des marges de craquage et de la hausse de l'avantage du brut, ainsi que de l'augmentation de la production et des volumes de vente, ces facteurs ayant été annulés en partie par l'augmentation des coûts des NIR.

Au premier trimestre de 2022, le coût des NIR s'est établi à 233 M\$ (180 M\$ en 2021), augmentation attribuable à la hausse des prix des RIN et des obligations quant aux volumes. Pour le trimestre clos le 31 mars 2022, le prix des NIR était de 6,44 \$ US par baril (5,49 \$ US par baril en 2021).

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du trimestre clos le 31 mars 2022 ont été les coûts de la main-d'œuvre, des réparations et de la maintenance, des services et de l'énergie.

Au premier trimestre de 2022, les charges d'exploitation unitaires ont augmenté de 1,19 \$ par baril de brut produit pour s'établir à 13,59 \$ par baril de brut produit. L'augmentation est principalement attribuable à la hausse des coûts de la main-d'œuvre, aux travaux de réparation et de maintenance supplémentaires liés aux activités de révision à la raffinerie de Wood River, aux préparatifs en vue des activités de révision à la raffinerie de Toledo et aux coûts de maintenance supérieurs à la raffinerie de Superior. L'augmentation a été annulée en partie par la baisse des prix des services publics à la raffinerie de Borger par rapport à 2021, lorsque la tempête hivernale Uri a poussé les prix des services publics à la hausse.

D'un trimestre à l'autre, les charges d'exploitation se sont accrues de 89 M\$ pour se chiffrer à 494 M\$, principalement en raison de l'accroissement de la production de pétrole brut et des facteurs susmentionnés.

Amortissement et épusement

La charge d'amortissement et d'épusement liée à la Fabrication aux États-Unis s'est établie à 85 M\$ au premier trimestre de 2022 (114 M\$ en 2021). Le recul s'explique par des charges de dépréciation de 1,9 G\$ au quatrième trimestre de 2021 des unités génératrices de trésorerie de Lima, de Wood River et de Borger, ce qui a réduit les montants disponibles aux fins d'épusement.

VENTE

Au 31 mars 2022, on comptait 515 points de vente de produits pétroliers exploités de façon indépendante sous les enseignes Husky et Esso.

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)	Trimestres clos les 31 mars	
	2022	2021
Chiffre d'affaires brut	694	447
Marchandises achetées	660	417
Marge brute¹⁾	34	30
Charges		
Activités d'exploitation	27	19
Marge d'exploitation	7	11
Amortissement et épuisement	8	12
Résultat sectoriel	(1)	(1)

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

La marge d'exploitation associée aux actifs du secteur Vente détenus en vue de la vente pour le trimestre clos le 31 mars 2022 s'élevait à 16 M\$ (14 M\$ au 31 mars 2021).

Sommaire des résultats d'exploitation

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2022	2021
Volume de vente de carburant, y compris en gros		
Ventes de carburant (millions de litres/j)	6,6	6,5
Ventes de carburant par point de vente (milliers de litres/j)	12,8	12,0

Marge brute

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

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du trimestre clos le 31 mars 2022 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

Pour le trimestre clos le 31 mars 2022, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Vente s'est établie à 8 M\$ (12 M\$ en 2021).

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Pour le premier trimestre de 2022, les activités au titre de la gestion des risques à l'échelle de la société ont donné lieu à :

- des pertes latentes liées à la gestion des risques de 18 M\$ (profits de 16 M\$ en 2021) relatifs aux pannes de courant et aux termes de contrats de gestion des risques de change;
- des profits réalisés liés à la gestion des risques de change de 7 M\$ (pertes de 91 M\$ en 2021); en 2021, les pertes réalisées étaient principalement attribuables à la réalisation des contrats d'options de vente et d'achat de WTI acquis dans le cadre de l'arrangement.

Charges

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2022	2021
Frais généraux et frais d'administration	199	163
Charges financières	229	244
Produit d'intérêts	(15)	(4)
Coûts d'intégration	24	223
(Profit) perte de change, montant net	(102)	(117)
Réévaluation du paiement éventuel	236	187
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(242)	(12)
Autres (produits) charges, montant net	(370)	(72)
	<u>(41)</u>	<u>612</u>

Frais généraux et frais d'administration

Les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été les coûts de la main-d'œuvre, les primes d'intéressement à long terme et les coûts des technologies de l'information. Pour le trimestre clos le 31 mars 2022, les frais généraux et frais d'administration ont augmenté par rapport à 2021, principalement à cause de l'accroissement des primes d'intéressement à long terme en raison de la hausse du cours des actions. Le cours de nos actions ordinaires s'est apprécié pour passer de 15,51 \$ le 31 décembre 2021 à 20,84 \$ le 31 mars 2022.

Charges financières

Pour le trimestre clos le 31 mars 2022, les charges financières ont diminué de 15 M\$ par rapport à 2021, principalement en raison de la baisse de la dette à long terme moyenne d'un trimestre à l'autre.

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2022, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette s'est établi à 4,7 % (4,5 % en 2021).

Coûts d'intégration

Pour le trimestre clos le 31 mars 2021, nous avons engagé des coûts de 24 M\$ par suite de l'arrangement, compte non tenu des dépenses d'investissement (223 M\$ en 2021). Les coûts d'intégration ont diminué d'un trimestre à l'autre, puisque nous prévoyons avoir engagé la majeure partie de ces coûts en 2021, exercice suivant la conclusion de l'arrangement.

Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2022	2021
(Profit) perte de change latent	(139)	(139)
(Profit) perte de change réalisé	37	22
	<u>(102)</u>	<u>(117)</u>

Au premier trimestre de 2022, des profits de change latents de 139 M\$ ont été comptabilisés principalement par suite de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Des pertes de change réalisées de 37 M\$ ont été comptabilisées, principalement en raison de la constatation d'une perte de 26 M\$ au rachat de titres d'emprunt libellés en dollars américains.

Réévaluation du paiement éventuel

En ce qui concerne la production de Foster Creek et de Christina Lake, Cenovus a convenu de verser des paiements trimestriels à ConocoPhillips Company et à certaines de ses filiales (« ConocoPhillips ») suivant la date de clôture de l'acquisition de la participation de 50 % que ConocoPhillips détenait dans FCCL Partnership. Le paiement trimestriel est de 6 M\$ pour chaque dollar en excédent du prix du WCS de 52 \$ le baril. L'entente prend fin le 17 mai 2022.

Le paiement éventuel est comptabilisé à titre d'option financière. La juste valeur de 178 M\$ au 31 mars 2022 a été estimée en calculant la valeur actualisée des flux de trésorerie attendus futurs à l'aide d'un modèle d'évaluation d'options. Le paiement éventuel est réévalué à la juste valeur à chaque date de clôture, et les variations de la juste valeur sont imputées au résultat net. Pour le trimestre clos le 31 mars 2022, des pertes au titre de la réévaluation hors trésorerie de 236 M\$ ont été comptabilisées. Au 31 mars 2022, un montant de 294 M\$ était exigible aux termes de l'entente.

Au 31 mars 2022, le prix à terme moyen du WCS pour la durée restante du paiement conditionnel est d'environ 109,19 \$ le baril.

Autres (produits) charges, montant net

Pour le trimestre clos le 31 mars 2022, les autres produits se sont accrus de 298 M\$. Cette augmentation s'explique principalement par ce qui suit :

- le produit d'assurance de 269 M\$ lié à la reconstruction de la raffinerie Superior au premier trimestre de 2022, comparativement au produit d'assurance lié à l'interruption des activités de 45 M\$ en 2021;
- le produit d'assurance de 52 M\$ relativement à un incident survenu dans la région de l'Atlantique en 2018 (néant en 2021);
- les autres produits de 22 M\$ liés à l'accroissement de la valeur de nos actions de Headwater Exploration Inc. (néant en 2021).

(Profit) perte à la sortie d'actifs

Pour le trimestre clos le 31 mars 2022, nous avons comptabilisé un profit à la sortie d'actifs de 242 M\$ (12 M\$ en 2021), principalement en raison la réalisation de la vente de nos actifs de Tucker et de Wembly.

Amortissement et épuisement

Pour le trimestre clos le 31 mars 2022, la charge d'amortissement et d'épuisement s'est établie à 30 M\$ (31 M\$ en 2021).

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2022	2021
Charge d'impôt exigible		
Canada	367	12
États-Unis	20	—
Région de l'Asie-Pacifique	38	34
Autres pays	—	1
Charge (produit) d'impôt exigible	425	47
Charge (produit) d'impôt différé	118	27
Total de la charge (du produit) d'impôt	543	74

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

Pour le trimestre clos le 31 mars 2022, la société a comptabilisé une charge d'impôt exigible se rapportant principalement au résultat imposable au Canada, aux États-Unis et dans la région de l'Asie-Pacifique. Cette hausse est imputable à l'augmentation du résultat par rapport au premier trimestre de 2021.

Notre taux d'imposition effectif est fonction de la relation entre le total de la charge (du produit) d'impôt et le résultat avant impôt. Le taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi parce qu'il tient compte de taux différents dans d'autres territoires de compétences, des écarts de change non imposables, des ajustements au titre des modifications des taux d'imposition et autres dispositions des lois fiscales, des ajustements de la base fiscale des actifs de raffinage, de la variation des réserves estimatives et des écarts entre la charge d'impôt et les montants réels déclarés ultérieurement aux autorités fiscales et d'autres différences permanentes.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Nous avons précisé notre structure de répartition des capitaux afin de continuer à renforcer notre bilan, de permettre une certaine souplesse dans les contextes où les prix des marchandises sont élevés et faibles, et d'améliorer notre proposition de valeur pour les actionnaires. La structure de répartition des capitaux de la société permettra de verser aux actionnaires un pourcentage plus élevé de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles avec un niveau d'endettement réduit et un profil de risque plus faible. Notre objectif à long terme pour le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés se situe à environ 1,0 x en creux de cycle. L'actualisation de cette structure confère à la société la souplesse voulue, dans un contexte de faiblesse des prix des marchandises, pour gérer son bilan jusqu'à un niveau d'endettement net de 9 G\$, soit environ 2,0 x le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés selon un prix du WTI de 45 \$ US le baril et tirer parti des occasions qui offrent aux actionnaires des rendements (corrigés en fonction du risque) plus élevés.

Nous prévoyons de financer nos besoins en trésorerie à court terme au moyen des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ainsi que par l'utilisation prudente de notre capacité d'emprunt, y compris des prélèvements sur nos facilités de crédit engagées et nos facilités remboursables à vue non engagées, et d'autres occasions commerciales ou financières qui pourraient s'offrir à nous. Nous entendons bien conserver les notes de crédit d'excellente qualité que nous ont accordées S&P Global Ratings, Moody's Investor Services, 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 de crédit établies par des agences de notation indépendantes et des conditions du marché.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2022	2021
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :		
Activités d'exploitation	1 365	228
Activités d'investissement	337	204
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	1 702	432
Activités de financement	(1 093)	39
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en devises	(83)	24
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	526	495
	31 mars	31 décembre
(en millions de dollars)	2022	2021
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 399	2 873
Dette totale	11 806	12 464

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour le trimestre clos le 31 mars 2022, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont augmenté, en raison principalement de la hausse de la marge d'exploitation et de la diminution des coûts d'intégration. Ces augmentations ont été contrebalancées en partie par le règlement au cours du trimestre du paiement conditionnel et les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement.

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 ajusté s'élevait à 5,2 G\$ au 31 mars 2022, alors qu'il se chiffrait à 3,8 G\$ au 31 décembre 2021. Cette augmentation s'explique avant tout 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 augmenté au premier trimestre de 2022 par rapport à 2021, principalement en raison du produit de la sortie d'actifs et de la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. Cette hausse a été en partie annulée par les dépenses d'investissement plus élevées et la trésorerie acquise dans le cadre de l'arrangement en 2021.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Au cours du premier trimestre, nous avons versé un montant de 402 M\$ US pour racheter une partie de nos billets non garantis d'un capital de 384 M\$ US. De plus, nous avons remboursé un montant de 16 M\$ sur nos emprunts à court terme.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2022, la société a racheté 25 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 jusqu'au 8 novembre 2022. Les actions ont été rachetées à un prix moyen de 18,91 \$ par action ordinaire pour un montant total de 466 M\$. Les actions ordinaires ont par la suite été annulées.

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)	Trimestres clos les 31 mars	
	2022	2021
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 365	228
(Ajouter) déduire :		
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(19)	(11)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(1 199)	(902)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	2 583	1 141
Total des dépenses d'investissement	746	547
Fonds provenant de l'exploitation disponibles	1 837	594
Dividendes en trésorerie	78	44
	1 759	550

Dettes à long terme et dette totale

Au 31 mars 2022, la dette totale s'établissait à 11,8 G\$ (12,5 G\$ au 31 décembre 2021), dont une tranche de 11,7 G\$ représente la dette à long terme (12,4 G\$ au 31 décembre 2021). La diminution de la dette totale s'explique avant tout par le rachat de nos billets non garantis de 384 M US\$ au cours du trimestre.

Au 31 mars 2022, 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 mars 2022 :

(en millions de dollars)	Echéance	Montant disponible
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Sans objet	3 399
Facilité de crédit engagée¹⁾		
Facilité de crédit renouvelable – tranche A	18 août 2025	4 000
Facilité de crédit renouvelable – tranche B	18 août 2024	2 000
Facilités remboursables à vue non engagées		
Cenovus Energy Inc. ²⁾	Sans objet	1 007
WRB Refining LP ³⁾	Sans objet	219
Société en commandite Sunrise Oil Sands ⁴⁾	Sans objet	5

1) Au 31 mars 2022, aucun montant n'avait été prélevé sur la facilité de crédit engagée.

2) Nos facilités de crédit remboursables à vue non engagées comprennent un montant de 1 425 M\$ qui peut être prélevé à des fins générales ou un montant de 1 875 M\$ qui peut servir à l'émission de lettres de crédit. Au 31 mars 2022, les lettres de crédit émises totalisaient 543 M\$ (565 M\$ au 31 décembre 2021).

3) Représente la tranche de 50 % de Cenovus du montant de 450 M\$ US (notre quote-part s'établissant à 225 M\$ US) pouvant servir à combler ses besoins en fonds de roulement à court terme. Au 31 mars 2022, un montant de 100 M\$ US était prélevé sur ces facilités, notre quote-part s'établissant à 50 M\$ US.

4) Représente la tranche de 50 % de Cenovus. Peut servir à des fins générales. Aucun montant n'avait été prélevé sur cette facilité de crédit remboursable à vue au 31 mars 2022.

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.

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

Au 31 mars 2022, les billets non garantis libellés en dollars américains toujours en circulation totalisaient 7,0 G\$ US, et les billets non garantis libellés en dollars canadiens toujours en circulation totalisaient 2,8 G\$.

	Billets non garantis	
	Libellés en dollars américains (en millions de dollars américains)	Libellés en dollars canadiens (en millions de dollars)
Au 31 décembre 2021	7 385	2 750
Achats	(384)	—
Au 31 mars 2022	7 001	2 750

Le 9 février 2022, nous avons versé un montant de 402 M\$ US pour racheter une partie de nos billets non garantis d'un capital de 384 M\$ US.

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 mars 2022, des émissions de 4,7 G\$ peuvent encore être effectuées aux termes du prospectus préalable de base (4,7 M\$ au 31 décembre 2021).

Ratios financiers

Cenovus surveille sa structure du capital et ses besoins en financement en utilisant, entre autres, des ratios financiers précis comme le ratio dette nette/capitaux permanents, le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et le ratio dette nette/BAIIA ajusté. Le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés est un nouveau ratio financier au 31 mars 2022.

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, les fonds provenant de l'exploitation ajustés et le BAIIA ajusté. Les capitaux permanents correspondent à la dette nette plus les capitaux propres. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés, dans le contexte du ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés, correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, diminués du règlement des passifs relatifs au démantèlement et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation calculé sur une base de 12 mois. 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.

	31 mars 2022	31 décembre 2021
Ratio dette nette/capitaux permanents ¹⁾ (%)	25	29
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾ (fois)	1,0	1,3
Ratio dette nette/BAIIA ajusté ¹⁾ (fois)	0,8	1,2

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

Nos cibles de ratio dette nette/BAIIA ajusté et de ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés sont d'environ à 1,0 x en creux de cycle du prix des marchandises, 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 mars 2022, notre ratio dette nette/capitaux permanents a diminué par rapport au 31 décembre 2021, principalement en raison des réductions constantes de la dette nette, décrites à rubrique « Flux de trésorerie liés aux activités de financement » ci-dessus, et du résultat net de 1,6 G\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2022.

Notre ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et notre ratio dette nette/BAIIA ajusté ont diminué depuis le 31 décembre 2021 en raison de la dette nette moins élevée et de la marge d'exploitation supérieure au premier trimestre de 2022. Pour de plus amples renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion.

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 fondée sur des actions

Au 31 mars 2022, environ 1 982 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (2 001 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2021) et 36 millions d'actions privilégiées étaient en circulation (36 millions d'actions privilégiées au 31 décembre 2021). Se reporter à la note 22 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour en savoir plus.

Au 31 mars 2022, environ 64 millions bons de souscription d'actions ordinaires étaient en circulation (65 millions de bons de souscription d'actions ordinaires au 31 décembre 2021). Chaque bon de souscription donne à son porteur le droit d'acquérir une action ordinaire sur une période de cinq ans (à compter de la date d'émission) au prix d'exercice de 6,54 \$ l'action ordinaire. Les bons de souscription d'actions ordinaires viennent à échéance le 31 décembre 2025. Se reporter à la note 22 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Se reporter à la note 24 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information 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 :

Au 25 avril 2022	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
Actions ordinaires	1 971 975	s. o.
Bons de souscription d'actions ordinaires	63 684	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	28 593	18 889
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	17 231	1 604

Dividendes sur les actions ordinaires

Au premier trimestre de 2022, les dividendes que nous avons versés se sont chiffrés à 69 M\$, soit 0,0350 \$ par action ordinaire (35 M\$, soit 0,0175 \$ par action ordinaire, en 2021). 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 de la société a déclaré un dividende au deuxième trimestre de 0,105 \$ par action ordinaire, payable le 30 juin 2022 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 juin 2022.

Dividendes sur les actions privilégiées rachetables par anticipation à dividende cumulatif

Des dividendes d'un montant de 9 M\$ ont été versés sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7 au premier trimestre de 2022. 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 de 9 M\$ pour le deuxième trimestre sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7, payable le 30 juin 2022 aux porteurs d'actions privilégiées inscrits le 15 juin 2022.

Décisions relatives aux dépenses d'investissement

Le programme d'investissement de 2022 devrait se situer entre 2,9 G\$ et 3,3 G\$. Nos dépenses d'investissement futures sont axées sur le maintien d'activités d'exploitation fiables et sûres, et vise aussi à positionner la société de manière à accroître la valeur pour les actionnaires et à assurer une production en amont d'environ 780,0 milliers de bep par jour et une production en aval d'environ 555,0 milliers de barils par jour.

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 intermédiaires.

Au 31 mars 2022, le total des engagements s'élevait à 36,3 G\$, dont une tranche de 32,6 G\$ se rapporte à divers engagements liés au transport et au stockage. Les engagements liés au transport comprennent une tranche de 9,1 G\$ assujettie à l'approbation des organismes de réglementation ou qui a été approuvée, mais non encore en vigueur. Les contrats sont d'une durée pouvant aller jusqu'à 20 ans après la date de leur entrée en vigueur et devraient concourir à l'harmonisation des besoins futurs de la société en matière de transport.

Nos engagements auprès de HMLP au 31 mars 2022 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 mars 2022, les lettres de crédit en cours émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats totalisaient 543 M\$ (565 M\$ au 31 décembre 2021).

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 le trimestre clos le 31 mars 2022, nous avons imputé à HMLP 48 M\$ au titre des services de construction et de gestion (32 M\$ en 2021).

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 le trimestre clos le 31 mars 2022, nous avons engagé des coûts de 68 M\$ pour l'utilisation des réseaux pipeliniers de HMLP ainsi que pour les services de transport et de stockage (72 M\$ en 2021).

GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE

Pour comprendre précisément les risques qui ont une incidence pour nous, il faut lire le texte qui suit en parallèle avec la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » de notre rapport de gestion annuel de 2021.

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, à poursuivre le rachat d'actions aux termes de notre offre de rachat dans le cours normal des activités et à respecter nos obligations (y compris celles liées au service de la dette) et nuire gravement au cours de nos titres.

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

Risques financiers

Prix des marchandises

Les fluctuations des prix des marchandises, les écarts de prix qui en découlent et des marges de raffinage influent sur la situation financière de la société, ses résultats d'exploitation, ses flux de trésorerie, sa croissance, sa capacité de mobiliser des capitaux, le rendement pour les actionnaires et le coût des emprunts qu'elle contracte. Nous atténuons notre exposition au risque lié aux prix des marchandises au moyen de l'intégration de nos activités, du recours à des instruments financiers, de contrats à livrer, d'engagements en matière d'accès au marché et généralement de notre accès à des facilités de crédit engagées. Nous avons parfois recours à des instruments financiers pour gérer notre exposition à la volatilité des prix d'une partie de nos produits raffinés, de notre production de pétrole brut et de gaz naturel, ainsi que de nos stocks ou de nos volumes transportés sur de longues distances. Auparavant, nous utilisions également des instruments dérivés pour gérer notre exposition globale à la volatilité des flux de trésorerie au moyen d'instruments dérivés basés sur le WTI. Cependant, comme nous l'avons annoncé le 4 avril 2022, nous avons cessé nos activités de gestion des risques liés au prix de vente du brut basé sur le WTI. Par conséquent, nous pourrions continuer à avoir recours aux instruments financiers pour atténuer notre exposition aux prix de diverses marchandises, y compris le WTI, utilisées dans le condensat et gérer les risques liés aux prix dans le cadre des opérations de raffinage; et aux prix des produits, y compris les écarts de prix connexes, des produits raffinés ou de la charge d'alimentation, du condensat, de l'électricité et aux taux d'intérêt et de change applicables à nos activités. Les fluctuations du prix du WTI pourraient avoir une plus grande incidence sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie, notre accès aux capitaux, notre rendement pour les actionnaires et nos coûts d'emprunt, comparativement aux périodes précédant la suspension de nos activités de gestion des risques liés au prix de vente du brut basé sur le WTI. Les notes 26 et 27 annexes aux états financiers consolidés intermédiaires présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels nous avons recours, comme leur classement, les hypothèses formulées lors de l'établissement de leur juste valeur et une analyse plus approfondie des risques qu'ils comportent et de la gestion de ces risques.

Risques liés aux instruments financiers dérivés

Les instruments financiers nous exposent au risque qu'une contrepartie manque à ses obligations contractuelles. Ce risque est atténué au moyen de limites imposées au risque de crédit, de l'évaluation fréquente des notations de crédit des contreparties et de conventions de compensation, comme l'énonce la politique en matière de crédit approuvée par notre conseil.

Les instruments financiers nous exposent de plus au risque de perte découlant de variations défavorables de la valeur de marché des instruments financiers ou de l'incapacité de la société à remplir ses obligations de livraison relatives à la transaction physique sous-jacente. Ces risques sont gérés au moyen de limites de couverture approuvées conformément à notre politique de gestion des risques associés aux marchés.

Même si nous avons cessé nos activités de gestion des risques liés au prix de vente du brut basé sur le WTI, certains instruments financiers visent nos programmes de gestion des risques liés au prix du condensat, de la charge d'alimentation et des produits raffinés qui comprennent le WTI demeurent en cours et nous continuerons d'y avoir recours. Se reporter aux notes 26 et 27 annexes aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information. Les contrats sur le WTI touchés par cette annonce prendront fin le 30 juin 2022. Par conséquent, nous demeurons exposés au risque de perte découlant de variations défavorables de leur valeur de marché. De plus, nous pourrions continuer d'avoir recours aux instruments financiers pour gérer notre exposition aux fluctuations des prix de divers produits et marchandises, y compris en ce qui a trait aux écarts de prix, des produits raffinés, de la charge d'alimentation, des condensats et de l'électricité ainsi qu'aux taux d'intérêt et de change applicables à nos activités. Par conséquent, nous demeurons exposés au risque de perte découlant de variations défavorables de leur valeur de marché. Ces instruments financiers peuvent également restreindre les profits nous revenant si les prix des marchandises, les taux d'intérêt ou les taux de change fluctuent.

Incidence des activités de gestion des risques financiers

Cenovus prend ses décisions en matière de stockage et de transport en fonction de son infrastructure de commercialisation et de transport, qui englobe des actifs de stockage et des pipelines servant à optimiser les gammes de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle. Afin de protéger les prix de ses stocks contre les risques associés aux décisions de stockage ou de transport, Cenovus utilise diverses stratégies d'harmonisation des prix et de gestion de la volatilité, notamment des contrats de gestion des risques, pour réduire la volatilité des flux de trésorerie futurs et améliorer la stabilité des flux de trésorerie. Auparavant, l'harmonisation des prix et la gestion de la volatilité comprenaient le recours à des activités de gestion des risques liés au prix de vente du brut basé sur le WTI. Certains contrats de gestion des risques liés au prix de vente du brut de Cenovus sont en cours au 31 mars 2022, mais ils prendront fin d'ici le 30 juin 2022. Des contrats sur le WTI aux fins de gestion des risques liés aux condensats, à la charge d'alimentation et aux produits raffinés étaient également en cours au 31 mars 2022 et nous continuerons d'y avoir recours à ces fins.

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.

Dans un contexte de hausse des prix des marchandises, nous prévoyons réaliser des pertes sur nos activités de gestion des risques, mais d'inscrire des profits sur les stocks sous-jacents vendus au cours de la période; l'inverse se produirait dans un contexte de baisse des prix des marchandises. Pour le trimestre clos le 31 mars 2022, nous avons réalisé une perte sur nos positions de gestion des risques imputable à l'écart entre les prix de référence au règlement et les prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques, mais nous avons comptabilisé un profit à la vente des stocks sous-jacents au cours de la période en raison de la hausse des prix de référence. Pour le trimestre clos le 31 mars 2022, des pertes latentes ont été constatées au titre des instruments financiers liés au pétrole brut principalement en raison de la hausse des prix de référence futurs au-dessus du seuil des prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques portant sur des périodes futures et la réalisation de positions nettes.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2022, la perte latente liée à la gestion des risques pour les contrats sur le WTI visés par cette annonce était de 370 M\$. Au 31 mars 2022, le passif relatif à la gestion des risques pour les contrats sur le WTI visés par cette annonce était de 380 M\$.

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 annuels pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 sont expliqués plus amplement le mode de préparation et nos méthodes comptables significatives.

Jugements d'importance critique intervenant dans l'application des méthodes comptables et principales sources d'incertitude relative aux estimations

Les jugements d'importance critique sont ceux que la direction doit poser lors de l'application des méthodes comptables qui ont le plus d'effet sur les montants comptabilisés dans nos états financiers consolidés annuels et intermédiaires. Le lecteur trouvera la liste complète des principales sources d'incertitude relative aux estimations dans nos états financiers consolidés annuels pour l'exercice clos le 31 décembre 2021. Au cours du trimestre clos le 31 mars 2022, aucun changement n'a été apporté à nos jugements d'importance critique pour l'application des méthodes comptables et des principales sources d'incertitude relative aux mesures.

Adoption à venir de nouvelles normes et interprétations comptables

Un certain nombre de nouvelles normes comptables et interprétations ou des modifications de normes comptables sont entrées en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2022, mais ils ne sont pas significatifs pour les activités de Cenovus. Au cours du trimestre clos le 31 mars 2022, aucune norme comptable ou interprétation nouvelle ou modifiée n'a été publiée qui devrait avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés intermédiaires 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 contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») et des contrôles et procédures de communication de l'information (les « CPCI ») au 31 mars 2022. 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 mars 2022.

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

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 1 baril pour 6 kpi³ se fonde sur une méthode de conversion de l'énergie qui s'applique avant tout au bec du brûleur et ne correspond pas nécessairement à l'équivalence à la tête de puits. Comme le ratio de valeur fondé sur le prix actuel du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement du facteur de conversion de l'énergie de 6: 1, l'utilisation d'une convention fondée sur le 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 fondées sur certaines hypothèses formulées à la lumière de l'expérience de la société et de sa perception des tendances historiques. La société estime que les prévisions énoncées dans cette information prospective sont raisonnables, mais rien ne garantit que ces prévisions se révéleront exactes.

L'information prospective 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 », « à terme » ou des expressions analogues, y compris des déclarations à propos de ce qui suit : la création de valeur à long terme; la maximisation, l'accroissement ou l'amélioration de la valeur ou du rendement pour les actionnaires; la culture de sécurité et la performance en matière de sécurité; le leadership en matière de facteurs ESG; les fonds provenant de l'exploitation disponibles ainsi que leur répartition et leur versement; le remboursement du capital supplémentaire aux actionnaires; la répartition et le versement de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles; les distributions de dividendes variables fondées sur la dette nette et le rachat d'actions; le financement des besoins en trésorerie à court terme et le respect des obligations de paiement; le maintien de notations de premier ordre; les cibles pour la dette et la dette nette; la force opérationnelle; la discipline en matière de capital; le renforcement du bilan et le maintien d'une solide situation financière; la souplesse dans les contextes où les prix des marchandises sont élevés ou faibles l'amélioration de la proposition de valeur pour les actionnaires; le remboursement du capital supplémentaire aux actionnaires au-delà du paiement du dividende de base; la rachat d'actions au moment opportun; le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et le ratio dette nette/BAIIA ajusté; les cinq principaux objectifs stratégiques et les cinq secteurs ESG clés de la société; les économies et les réductions de coûts; la structure de coûts; le relèvement des marges; l'amélioration des efficacités afin de réduire les coûts marginaux du capital, de l'exploitation et de l'administration générale; la réduction et l'optimisation de la chaîne de valeur; le maintien du dividende en fonction d'un prix du WTI de 45 \$ US le baril; la production en amont et en aval; la maximisation de la valeur reçue pour les produits; l'optimisation des taux de traitement aux raffineries de la société; l'atténuation de l'incidence de la volatilité des écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole brut; l'atténuation de l'incidence des écarts de prix entre le pétrole brut et les produits raffinés; la liquidation, d'ici le 30 juin 2022, des contrats sur le WTI relativement à nos activités de gestion du risque lié au prix de vente du brut fondé sur le WTI tout en ayant toujours recours aux instruments financiers pour atténuer l'exposition à

diverses marchandises (y compris le WTI, les condensats et les activités de gestion du risque de prix pour les opérations de raffinage) et divers produits, notamment les écarts de prix et les marges de raffinage connexes; la prospection et la production initiale de nouveaux champs ou projets; les interruptions planifiées et les travaux de révision; la résilience financière; l'ajustement du montant des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation, les prélèvements sur les facilités de crédit ou le remboursement des emprunts en cours, l'ajustement du montant des dividendes versés aux actionnaires, le rachat d'actions ordinaires de la société aux fins d'annulation, l'émission de nouveaux titres d'emprunt ou de nouvelles actions; les dépenses d'investissement futures; la valeur dégagée de notre production de pétrole brut et de gaz naturel grâce à la vente de produits finis comme les carburants de transport; le réinvestissement dans l'entreprise et la diversification; la reprise de projets; les responsabilités découlant de poursuites judiciaires; la réalisation de solides marges; les perspectives de la société pour les marchandises et le dollar canadien; l'intégration des secteurs en amont; la capacité d'accélérer ou de freiner la production.

Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure à l'information prospective, car les résultats de la société réels pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus.

L'élaboration de notre information prospective repose sur un certain nombre d'hypothèses et la prise en compte de certains risques et incertitudes qui, dans certains cas, sont propres à 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 ce qui suit : 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 et les synergies prévus associés à l'arrangement; la capacité de la société d'intégrer avec succès les activités de l'ancienne société Husky avec les siennes et les coûts connexes; l'exactitude de toute évaluation effectuée relativement à l'arrangement; les prévisions de la production et des volumes de production; les niveaux d'investissements projetés, la souplesse des plans d'immobilisations et les sources associées de financement; l'absence de changements importants inopportuns aux politiques, lois et règlements des gouvernements (notamment en ce qui a trait au changement climatique), les relations avec les Autochtones, les taux d'intérêt, l'inflation, les taux de change, les conditions de concurrence et l'offre et 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 du climat hostile, des désastres naturels, des accidents, de l'instabilité civile ou d'autres événements analogues; les conditions climatiques influant sur les régions où Cenovus est établie; la concrétisation de nouvelles réductions de coûts et la pérennité de ces réductions; les régimes de redevances applicables, notamment les taux de redevance prévus; les améliorations futures de la disponibilité de la capacité de transport des produits; l'augmentation du cours de l'action de la société et de sa capitalisation boursière à long terme; les occasions de racheter des actions pour annulation à des cours acceptables pour la société; la suffisance des soldes de trésorerie, des flux de trésorerie générés à l'interne, des facilités de crédit existantes, de la gestion du portefeuille d'actifs de la société et de l'accès aux marchés financiers et aux garanties d'assurance pour rechercher et financer des investissements futurs, des plans de durabilité et de mise en valeur et le versement de dividendes, y compris toute majoration de ceux-ci; la couverture économique à l'égard du gaz naturel dont la société a besoin comme source de combustible pour ses activités liées aux sables bitumineux et de raffinage assurée par la production de son secteur Hydrocarbures classiques; 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 lié à l'ampleur des réductions volontaires de l'offre motivées par la rentabilité, à l'éventuel démarrage du programme de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge Inc., à l'achèvement du projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain et à l'intensité du transport ferroviaire de pétrole brut; l'atténuation de l'incidence d'un élargissement éventuel des écarts sur une partie 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 existants, à sa capacité de transport ferroviaire et à ses opérations de couverture financière; la capacité de la société d'obtenir une production de ses installations de sables bitumineux sans contrainte; 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, rentable et dans les délais des projets d'immobilisations, des programmes de mise en valeur ou de leurs étapes; la capacité de la société de dégager des flux de trésorerie suffisants pour 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 maintenir en poste 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 et à obtenir les modalités de transaction souhaitées 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 d'accéder à toutes les technologies et à tous les équipements nécessaires pour atteindre les résultats futurs attendus, y compris en ce qui concerne les cibles et les ambitions en matière de climat et d'émissions de GES, ainsi que la viabilité commerciale et l'évolutivité des stratégies de réduction des émissions et des technologies et produits connexes; le maintien de la collaboration avec les gouvernements, l'Initiative pour des sables bitumineux carboneutres et

d'autres organismes du secteur; les incidences prévues 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 commerciales et du marché; l'inflation prévue et d'autres hypothèses inhérentes aux indications pour 2022 de Cenovus présentées sur le site Web de Cenovus, au cenovus.com, et plus loin dans le présent document; la disponibilité d'entreprises détenues ou exploitées par des Autochtones et la capacité de Cenovus d'y avoir recours; et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents que nous déposons auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières.

Les indications pour 2022, mises à jour le 26 avril 2022, et qui peuvent être consultées au cenovus.com, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent de 99,00 \$ US le baril, prix du WTI de 94,00 \$ US le baril; prix du WCS de 81,00 \$ US le baril; écart WTI-WCS de 13,00 \$ US le baril; prix du gaz naturel AECO de 5,20 \$ le millier de pieds cubes; marge de craquage 3-2-1 à Chicago de 26,00 \$ US le baril; et taux de change de 0,80 \$ 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 efficiente et efficace, ou de les 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; 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 concrétiser les incidences prévues de sa capacité de stocker des barils non encore produits dans ses réservoirs de sables bitumineux, notamment la possibilité qu'elle ne puisse effectuer la production et 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, 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 un ratio dette nette/BALIA ajusté et un ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés 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 de la société 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 processus de fabrication; la survenance d'événements inattendus donnant lieu à des interruptions des activités, comme les éruptions, les incendies, les explosions, les incidents reliés au transport par rail ou les déraillements, les incidents de vol, les fuites de gaz, la migration des substances dangereuses, la perte de confinement, les déversements d'installations extracôticières et de navires aux terminaux ou aux

plateformes centrales, à la suite de fuites de pipelines ou autres, la corrosion, les épidémies ou les pandémies, et autres catastrophes, notamment les guerres, les conditions atmosphériques extrêmes, les désastres naturels, les incidents impliquant des icebergs, les actes de vandalisme et de terrorisme, et d'autres accidents ou dangers pouvant se produire pendant le transport entre les sites commerciaux ou industriels, ou encore d'autres accidents ou événements semblables; les marges de raffinage et de commercialisation; l'accroissement des coûts, entre autres en raison des pressions inflationnistes sur les charges d'exploitation, notamment la main-d'œuvre, les matériaux, le gaz naturel et les autres sources énergétiques utilisées dans les procédés d'exploitation des sables bitumineux, et l'augmentation des franchises ou des primes d'assurance; le coût et la disponibilité du matériel nécessaire 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 des installations 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 prenons pour mettre en œuvre les cibles, les engagements et les objectifs liés aux domaines d'intérêt en matière d'ESG pourraient avoir une incidence négative sur nos activités, nos plans de croissance et nos résultats opérationnels et financiers futurs.

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive et est fournie à la date du présent rapport de gestion. Des événements ou des situations peuvent faire en sorte que les résultats réels de la société diffèrent de manière significative des résultats estimés ou prévus exprimés, de manière expresse ou implicite, dans l'information prospective. Pour l'analyse détaillée des principaux facteurs de risque 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	Mpi ³ /j	million de pieds cubes par jour
bep	baril d'équivalent de pétrole	Gpi ³	milliard de pieds cubes
kbep	millier de barils d'équivalent de pétrole	MBtu	million d'unités thermales britanniques
kbep/j	millier de barils d'équivalent de pétrole par jour	GJ	gigajoule
Mbep	million de barils d'équivalent de pétrole	AECO	Alberta Energy Company
WTI	West Texas Intermediate	NYMEX	New York Mercantile Exchange
WCS	Western Canadian Select		
MSH	Mélange synthétique de Husky		

MESURES FINANCIÈRES DÉTERMINÉES

Certaines mesures financières qui figurent dans le présent document ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les IFRS, 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/fonds provenant de l'exploitation ajustés, le ratio dette nette/capitaux permanents, la dette nette cible prévisionnelle, le ratio dette nette/BAIIA ajusté cible, le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés cible, 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).

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 et la marge d'exploitation des secteurs en amont et en aval sont des mesures financières déterminées. Ces mesures 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.

(en millions de dollars)	T1 2022		
	Secteurs en amont ¹⁾	Secteurs en aval ¹⁾	Total
Produits des activités ordinaires			
Chiffre d'affaires brut	10 897	8 247	19 144
Déduire : Redevances	1 185	—	1 185
	9 712	8 247	17 959
Charges			
Produits achetés	2 089	6 946	9 035
Transport et fluidification	2 923	2	2 925
Charges d'exploitation	909	645	1 554
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	871	110	981
Marge d'exploitation	2 920	544	3 464

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

(en millions de dollars)	2021														
	Secteurs en amont					Secteurs en aval					Total				
	2021	T4	T3	T2	T1	2021	T4	T3	T2	T1	2021	T4	T3	T2	T1
Produits des activités ordinaires															
Chiffre d'affaires brut ¹⁾	27 844	8 237	7 354	6 128	6 125	26 673	8 135	7 530	6 318	4 690	54 517	16 372	14 884	12 446	10 815
Moins : Redevances	2 454	815	733	533	373	—	—	—	—	—	2 454	815	733	533	373
	25 390	7 422	6 621	5 595	5 752	26 673	8 135	7 530	6 318	4 690	52 063	15 557	14 151	11 913	10 442
Charges															
Produits achetés ¹⁾	4 843	1 410	1 270	921	1 242	23 526	7 348	6 708	5 502	3 968	28 369	8 758	7 978	6 423	5 210
Transport et fluidification	7 930	2 387	1 941	1 802	1 800	—	—	—	—	—	7 930	2 387	1 941	1 802	1 800
Activités d'exploitation	3 241	865	800	791	785	2 258	689	537	515	517	5 499	1 554	1 337	1 306	1 302
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	788	202	168	188	230	104	56	17	10	21	892	258	185	198	251
Marge d'exploitation	8 588	2 558	2 442	1 893	1 695	785	42	268	291	184	9 373	2 600	2 710	2 184	1 879

1) Les résultats de périodes antérieures ont été révisés 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. Se reporter aux états financiers consolidés et à la note 3 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Marge d'exploitation par actif

(en millions de dollars)	T1 2022		
	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extracôtière ¹⁾
Produits des activités ordinaires			
Chiffre d'affaires brut	395	172	567
Moins : Redevances	22	10	32
	373	162	535
Charges			
Transport et fluidification	—	4	4
Activités d'exploitation	27	46	73
Marge d'exploitation	346	112	458

(en millions de dollars)	T1 2022		
	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extracôtière ¹⁾
Produits des activités ordinaires			
Chiffre d'affaires brut	321	110	431
Moins : Redevances	17	8	25
	304	102	406
Charges			
Transport et fluidification	—	4	4
Activités d'exploitation	22	36	58
Marge d'exploitation	282	62	344

1) Figurant à la note 1 annexe aux 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)	Trimestre clos les 31 mars	
	2022	2021
Coûts d'intégration ¹⁾	24	223
Coûts d'intégration incorporés à l'actif ²⁾	2	22
Coûts d'intégration totaux	26	245

1) Selon les états consolidés des résultats.

2) Coûts inclus dans les dépenses d'investissement dans les tableaux consolidés intermédiaires 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.

(en millions de dollars)	2022		2021			2020			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 365	2 184	2 138	1 369	228	250	732	(834)	125
(Ajouter) déduire :									
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(19)	(35)	(38)	(18)	(11)	(6)	(3)	(2)	(31)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(1 199)	271	(166)	(430)	(902)	(77)	328	(363)	310
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	2 583	1 948	2 342	1 817	1 141	333	407	(469)	(154)
Dépenses d'investissement	746	835	647	534	547	242	148	147	304
Fonds provenant de l'exploitation disponibles	1 837	1 113	1 695	1 283	594	91	259	(616)	(458)

Mesures et cibles de la dette

Nos mesures de la dette nette, de la dette totale, de la dette nette cible, du ratio dette nette/capitaux permanents, du ratio dette nette/BAIIA ajusté, du ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés, du ratio dette nette/BAIIA ajusté cible et du ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés cible sont utilisées 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, 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 les pertes de change, le profit lié à la réévaluation, la réévaluation du paiement conditionnel, le profit ou la perte à la sortie d'actifs, les autres profits ou pertes nets et la quote-part du bénéfice ou de la perte des satellites comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, calculée sur une base de 12 mois.

(en millions de dollars)	2022		2021			2020			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Emprunts à court terme ¹⁾	62	79	48	65	266	121	137	299	602
Partie courante de la dette à long terme ¹⁾	—	—	545	632	—	—	—	—	—
Dette à long terme ¹⁾	11 744	12 385	12 441	12 748	13 947	7 441	7 797	8 085	6 979
Dette totale	11 806	12 464	13 034	13 445	14 213	7 562	7 934	8 384	7 581
Moins : Trésorerie et équivalents de trésorerie ¹⁾	(3 399)	(2 873)	(2 010)	(1 055)	(873)	(378)	(404)	(152)	(160)
Dette nette	8 407	9 591	11 024	12 390	13 340	7 184	7 530	8 232	7 421
Capitaux propres ¹⁾	24 614	23 596	24 373	23 629	23 618	16 707	17 032	17 311	17 734
Capitaux permanents	33 021	33 187	35 397	36 019	36 019	23 891	24 562	25 543	25 155
Ratio dette nette/capitaux permanents (%)	25	29	31	34	34	30	31	32	30
BAIIA ajusté ^{2), 3)}	9 934	8 086	6 327	4 369	2 584	606	900	1 360	2 386
Ratio dette nette/BAIIA ajusté (fois)	0,8	1,2	1,7	2,8	5,2	11,9	8,4	6,1	3,1
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ^{2), 3)}	8 690	7 248							
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés⁴⁾ (fois)	1,0	1,3							

1) Selon les états consolidés de la situation financière

2) Selon la note 17 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

3) Calculé sur les 12 derniers mois.

4) Nouvelle mesure financière de surveillance de notre structure du capital et de nos besoins en financement en date du 31 mars 2022.

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.

(en millions de dollars)	2022					2021				2020			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Total du passif	31 029	30 496	30 053	29 580	29 589	16 063	15 825	16 608	15 662				
Moins : Total du passif courant	9 140	7 305	7 124	6 608	5 323	2 359	1 936	2 160	2 335				
Total des passifs à long terme	21 889	23 191	22 929	22 972	24 266	13 704	13 889	14 448	13 327				

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

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

(en millions de dollars)	T1 2022					T1 2022			
	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Base de calcul pour la marge de raffinage et les charges d'exploitation unitaires			Autres ¹⁾		Selon les états financiers consolidés	
Produits des activités ordinaires	802	184	986			58		1 044	
Marchandises achetées	647	143	790			14		804	
Marge brute	155	41	196			44		240	
Charges d'exploitation	67	30	97			27		124	

	Données d'exploitation		
	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster
Production de pétrole brut (kb/j)	70,7	27,4	98,1
Marge de raffinage (\$/b)	24,37	16,61	22,20
Charges d'exploitation unitaires (\$/b)	10,59	12,01	10,99

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

(en millions de dollars)	2021														
	Usine de valorisation de Lloydminster					Raffinerie de Lloydminster					Base de calcul pour la marge de raffinage et les charges d'exploitation unitaires				
	2021	T4	T3	T2	T1	2021	T4	T3	T2	T1	2021	T4	T3	T2	T1
Produits des activités ordinaires	2 559	748	684	601	526	817	206	278	197	136	3 376	954	962	798	662
Marchandises achetées	2 041	592	556	484	409	659	172	230	152	105	2 700	764	786	636	514
Marge brute	518	156	128	117	117	158	34	48	45	31	676	190	176	162	148
Charges d'exploitation	211	55	54	52	50	84	25	20	20	19	295	80	74	72	69
	Base de calcul pour la marge de raffinage et les charges d'exploitation unitaires					Autres ¹⁾					Selon les états financiers consolidés intermédiaires				
	2021	T4	T3	T2	T1	2021	T4	T3	T2	T1	2021	T4	T3	T2	T1
Produits des activités ordinaires	3 376	954	962	798	662	1 096	409	253	290	144	4 472	1 363	1 215	1 088	806
Marchandises achetées	2 700	764	786	636	514	852	364	200	171	117	3 552	1 128	986	807	631
Marge brute	676	190	176	162	148	244	45	53	119	27	920	235	229	281	175
Charges d'exploitation	295	80	74	72	69	93	24	25	20	24	388	104	99	92	93

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

	2021														
	Données d'exploitation														
	Usine de valorisation de Lloydminster					Raffinerie de Lloydminster					Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster				
	2021	T4	T3	T2	T1	2021	T4	T3	T2	T1	2021	T4	T3	T2	T1
Production de pétrole brut (kb/j)	79,0	80,4	81,2	76,1	78,4	27,5	27,9	27,1	27,4	27,8	106,5	108,3	108,3	103,5	106,2
Marge de raffinage ¹⁾ (\$/b)	17,99	21,05	16,93	16,90	16,64	15,64	13,25	19,29	18,03	12,43	17,35	18,95	17,57	17,19	15,54
Charges d'exploitation unitaires ¹⁾ (\$/b)	7,28	7,44	7,43	7,44	7,53	8,35	9,81	7,86	7,93	7,75	7,55	7,99	7,38	7,57	7,22

1) Les chiffres de la période comparative pour la marge de raffinage totale et les charges d'exploitation unitaires par baril du secteur Fabrication au Canada ont été reclassés pour exclure l'éthanol, les activités de transport ferroviaire de pétrole brut et les activités de commercialisation de la base de calcul.

Fabrication aux États-Unis

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2021	
	2022	2021
Produits des activités ordinaires ¹⁾	6 509	3 437
Produits achetés ¹⁾	5 482	2 920
Marge brute	1 027	517
Production de pétrole brut (kb/j)	403,7	362,9
Marge de raffinage (\$/b)	28,26	15,84

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

Vente

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2021	
	2022	2021
Produits des activités ordinaires ¹⁾	694	447
Produits achetés ¹⁾	660	417
Marge brute	34	30

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

Charges d'amortissement et d'épuisement unitaires

Les charges d'amortissement et d'épuisement unitaires sont une mesure financière servant au calcul des charges d'amortissement et d'épuisement selon le mode des unités d'œuvre. Les charges d'amortissement et d'épuisement unitaires correspondent aux charges d'amortissement et d'épuisement divisées par la production.

(en millions de dollars)	T1 2022		
	Selon les états financiers consolidés ¹⁾	Éléments de rapprochement ²⁾	Base de calcul des charges d'amortissement et l'épuisement par bep
Sables bitumineux	635	13	648
Hydrocarbures classiques	80	12	92
Production extracôtière	150	(6)	144

(en millions de dollars)	T1 2021		
	Selon les états financiers consolidés ¹⁾	Éléments de rapprochement ²⁾	Base de calcul des charges d'amortissement et d'épuisement par bep
Sables bitumineux	612	(49)	563
Hydrocarbures classiques	108	(2)	106
Production extracôtière	125	(5)	120

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

2) *Comprennent les amortissements selon la méthode de l'amortissement linéaire, les actifs au titre de droits d'utilisation et les coûts de mise ho service des actifs.*

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 intermédiaires.

Production totale

Résultats financiers en amont

Trimestre clos le 31 mars 2022 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires	Ajustements					Base pour le calcul des prix nets opérationnels
		Secteurs en amont ¹⁾	Condensats	Tierces sources ²⁾	Consom- mation interne ²⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ³⁾	
Chiffre d'affaires brut	10 897	(2 487)	(2 021)	(239)	61	(76)	6 135
Redevances	1 185	—	—	—	28	—	1 213
Marchandises achetées	2 089	—	(2 021)	—	—	(68)	—
Transport et fluidification	2 923	(2 487)	—	—	—	1	437
Activités d'exploitation	909	—	—	(239)	7	(21)	656
Prix nets opérationnels	3 791	—	—	—	26	12	3 829
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	871	—	(4)	—	—	—	867
Marge d'exploitation	2 920	—	4	—	26	12	2 962

Trimestre clos le 31 mars 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 ²⁾	Réduction de valeur des stocks ²⁾	Consom- mation interne ²⁾	
Chiffre d'affaires brut ¹⁾	6 125	(1 368)	(1 196)	(149)	52	(90)	3 374
Redevances	373	—	—	—	7	—	380
Produits achetés ²⁾	1 242	—	(1 196)	—	—	(46)	—
Transport et fluidification	1 800	(1 368)	—	—	—	(3)	429
Activités 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.*

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 révisés 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. Se reporter aux états financiers consolidés et à la note 3 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.*

Sables bitumineux

Trimestre clos le 31 mars 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ¹⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	1 820	2 232	232	976	5 260	4	5 264
Redevances	388	584	11	99	1 082	—	1 082
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	178	151	30	38	397	—	397
Activités d'exploitation	202	219	39	221	681	6	687
Prix nets opérationnels	1 052	1 278	152	618	3 100	(2)	3 098
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							867
Marge d'exploitation							2 231

Trimestre clos le 31 mars 2022 (en millions de dollars)	Base de calcul pour les prix nets opérationnels				Selon les états financiers consolidés intermédiaire ²⁾	
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ³⁾	Total – Sables bitumineux	
Chiffre d'affaires brut	5 264	2 487	1 415	52	9 218	
Redevances	1 082	—	—	—	1 082	
Marchandises achetées	—	—	1 415	68	1 483	
Transport et fluidification	397	2 487	—	1	2 885	
Activités d'exploitation	687	—	—	15	702	
Prix nets opérationnels	3 098	—	—	(32)	3 066	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	867	—	—	—	867	
Marge d'exploitation	2 231	—	—	(32)	2 199	

Trimestre clos le 31 mars 2021 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ¹⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	852	995	123	696	2 666	3	2 669
Redevances	107	167	3	47	324	—	324
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	173	130	24	80	407	—	407
Activités 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 pour le calcul des prix nets opérationnels				Selon les états financiers consolidés intermédiaires ²⁾	
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ³⁾	Total – Sables bitumineux	
Chiffre d'affaires brut ⁴⁾	2 669	1 368	815	66	4 918	
Redevances	324	—	—	—	324	
Purchased Product ⁴⁾	—	—	815	46	861	
Transport et fluidification	407	1 368	—	3	1 778	
Activités d'exploitation	580	—	—	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) Comprend le projet Tucker ainsi que les actifs de production par méthode thermique, et les actifs de pétrole lourd classique de Lloydminster. La vente des actifs de Tucker a été réalisée le 31 janvier 2022.

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

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

4) Les résultats de périodes antérieures ont été révisés 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. Se reporter aux états financiers consolidés et à la note 3 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Hydrocarbures classiques

Trimestre clos le 31 mars 2022 (en millions de dollars)	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	482	606	24		1 112
Redevances	71	—	—		71
Marchandises achetées	—	606	—		606
Transport et fluidification	36	—	(2)		34
Activités d'exploitation	128	—	6		134
Prix nets opérationnels	247	—	20		267
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	4	—		4
Marge d'exploitation	247	(4)	20		263

Trimestre clos le 31 mars 2021 (en millions de dollars)	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	371	381	24		776
Redevances	24	—	—		24
Marchandises achetées	—	381	—		381
Transport et fluidification	18	—	—		18
Activités d'exploitation	136	—	6		142
Prix nets opérationnels	193	—	18		211
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	1	—	—		1
Marge d'exploitation	192	—	18		210

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

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

Production extracôtière

Trimestre clos le 31 mars 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels					Ajustement	Selon les états financiers intermédiaires 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	395	61	456	172	628	(61)	567
Redevances	22	28	50	10	60	(28)	32
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	—	4	4	—	4
Activités d'exploitation	23	11	34	46	80	(7)	73
Prix nets opérationnels	350	22	372	112	484	(26)	458
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	—
Marge d'exploitation	—	—	—	—	484	(26)	458

Trimestre clos le 31 mars 2021 (en millions de dollars)	Base pour le 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	336	602	396	68	464	(60)	404
Redevances	20	11	31	4	35	(11)	24
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	—	43	3	—	3
Activités d'exploitation	27	7	34	21	55	(6)	49
Prix nets opérationnels	289	42	331	40	371	(43)	328
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	—
Marge d'exploitation	—	—	—	—	371	(43)	328

Trimestre clos le 30 juin 2021 (en millions de dollars)	Base pour le 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	308	50	358	119	477	(50)	427
Redevances	16	75	241	9	30	(5)	25
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	—	3	3	—	3
Activités d'exploitation	23	8	31	35	66	(7)	59
Prix nets opérationnels	269	37	306	72	378	(38)	340
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	—
Marge d'exploitation	—	—	—	—	378	(38)	340

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 intermédiaires.*

Trimestre clos le 31 mars 2021 (en millions de dollars)	Base pour le 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	321	52	373	110	483	(52)	431
Redevances	17	7	24	8	32	(7)	25
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	—	4	4	—	4
Activités d'exploitation	21	6	27	36	63	(5)	58
Prix nets opérationnels	283	39	322	62	384	(40)	344
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	—
Marge d'exploitation	—	—	—	—	384	(40)	344

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 intermédiaires.

Volumes de vente¹⁾

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

(en milliers de bep)	Trimestres clos les 31 mars	
	2022	2021
Sables bitumineux		
Foster Creek	200,1	175,0
Christina Lake	263,4	217,5
Sunrise ²⁾	25,3	24,2
Autres – Sables bitumineux	121,1	144,1
Total – Sables bitumineux²⁾	609,9	560,8
Hydrocarbures classiques	125,2	135,9
Ventes avant déduction de la consommation interne	735,1	696,7
Moins : Consommation interne³⁾	(87,9)	(86,5)
Ventes après déduction de la consommation interne	647,2	610,2
Production extracôtière		
Asie-Pacifique – Chine	53,6	51,4
Asie-Pacifique – Indonésie	9,1	9,4
Asia Pacific - Total	62,7	60,8
Région de l'Atlantique	14,6	14,9
Total – production extracôtière	77,3	75,7
Total – ventes	724,5	685,9

1) Données présentées pour le bitume sec.

2) Les volumes de vente de Sunrise sont présentés de nouveau afin de tenir compte d'un changement de classification des activités de commercialisation pour le premier trimestre de 2021.

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