



Cenovus Energy Inc.

Rapport de gestion

Pour les périodes closes le 30 juin 2022

(en dollars canadiens)

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes closes le 30 juin 2022

APERÇU DE CENOVUS	3
APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE	7
RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS	10
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	17
PRÉVISION DES PRIX DES MARCHANDISES	21
SECTEURS À PRÉSENTER	22
SECTEURS EN AMONT	22
SABLES BITUMINEUX	22
HYDROCARBURES CLASSIQUES	29
PRODUCTION EXTRACÔTIÈRE	31
SECTEURS EN AVAL	36
FABRICATION AU CANADA	36
FABRICATION AUX ÉTATS-UNIS	38
VENTE	41
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	42
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	44
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE	50
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	52
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE	52
MISE EN GARDE	52
ABRÉVIATIONS	57
MESURES FINANCIÈRES DÉTERMINÉES	57
AJUSTEMENTS AUX ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS INTERMÉDIAIRES	73

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 27 juillet 2022, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 30 juin 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 27 juillet 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 semestre clos le 30 juin 2022, la production de pétrole brut de nos actifs de sables bitumineux s'est établie en moyenne à 575,8 milliers de barils par jour et notre production de pétrole brut totale en aval s'est élevée en moyenne à 779,9 milliers de barils d'équivalent de pétrole (« bep ») par jour. La production de pétrole brut en amont s'est chiffrée à 479,4 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 vise à 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 de base et à des mécanismes de rendement souples, de réinvestir dans l'entreprise et d'assurer la diversification.

Nous avons communiqué notre budget 2022 le 8 décembre 2021. Nos objectifs pour 2022 ont été actualisés le 27 juillet 2022 et peuvent être consultés sur notre site Web à l'adresse cenovus.com. Se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion pour un complément d'information.

Structure de rendement pour les actionnaires et de répartition des capitaux

Le maintien d'un bilan sain et de la résilience nécessaire pour faire face 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. Le 27 avril 2022, nous avons annoncé notre structure de répartition des capitaux actualisée afin de continuer à renforcer notre bilan, de permettre une certaine souplesse dans les contextes où les prix des marchandises sont élevés ou faibles, et d'améliorer notre proposition de valeur pour les actionnaires.

Nous avons fixé un objectif quant à notre dette nette, soit 4 G\$, qui sert de niveau plancher pour la dette nette. Lorsque la dette nette est inférieure à 9 G\$, mais supérieure à 4 G\$ en fin de trimestre, nous ciblerons l'affectation de 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles du trimestre suivant 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\$ en fin de trimestre, nous prévoyons affecter la totalité de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles du trimestre suivant à l'allègement du bilan. Lorsque la dette nette se situe au niveau plancher de 4 G\$ en fin de trimestre, nous viserons à verser la totalité de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles du trimestre suivant aux actionnaires par le truchement de rachats d'actions ou du versement de dividendes variables.

L'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles s'entend des fonds provenant de l'exploitation disponibles¹⁾

- 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 ou diminués de tout paiement s'y rapportant.

La structure de répartition des capitaux de la société permet de verser aux porteurs d'actions ordinaires 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 ajustés d'environ 1,0 x en creux de cycle.

Compte tenu de la structure de répartition des capitaux décrite ci-dessus, nous prévoyons remettre aux actionnaires une valeur supplémentaire 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 suivant, 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 suivant, sous forme de rachats d'actions ou de dividendes variables.

Pour procurer un rendement aux actionnaires, 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 visé. 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.

Au 31 mars 2022, notre dette nette était de 8,4 G\$ et, par conséquent, conformément à notre structure de répartition des capitaux, notre cible de rendement pour les actionnaires pour le trimestre clos le 30 juin 2022 était de 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles de ce trimestre. Au cours du trimestre clos le 30 juin 2022, nous avons généré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 3,0 G\$, un excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles de 2,0 G\$ de dollars et remis 1,0 G\$ à nos actionnaires au moyen de rachats d'actions. Par conséquent, nous avons atteint notre cible de rendement pour nos actionnaires pour le trimestre, exclusivement au moyen de rachats d'actions.

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2022
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles ¹⁾	2 020
Rendement cible ²⁾	1 010
Moins : rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités	(1 018)
Rendement pour les actionnaires excédant le rendement cible	(8)

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

2) D'après notre structure de répartition des capitaux, puisque notre dette nette au 31 mars 2022 était inférieure à 9 G\$ et supérieure à 4 G\$, le rendement cible a été déterminé comme étant 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles pour le trimestre clos le 30 juin 2022.

1) Consulter la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion pour connaître le calcul des fonds provenant de l'exploitation disponibles.

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 continuons 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.

Un parcours et un programme pour atteindre chacune de 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 2021 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 30 juin 2022, notre dette à long terme, y compris la partie courante, se chiffrait à 11,2 G \$ (12,4 G\$ au 31 décembre 2021) et notre dette nette s'établissait à 7,5G \$ (9,6 G\$ au 31 décembre 2021). Notre ratio dette nette/BAIIA ajusté s'établissait à 0,6 x et notre ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés s'établissait à 0,8 x au 30 juin 2022. Le maintien d'une solide situation financière confère la souplesse financière nécessaire pour gérer notre entreprise en période de volatilité des prix des marchandises.

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 de base de la société sont viables et offrent la possibilité d'accroître de manière durable le rendement pour les actionnaires. Le 27 juillet 2022, le conseil d'administration de la société a déclaré un dividende de base au troisième trimestre de 0,105 \$ par action ordinaire, payable le 29 septembre 2022 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 septembre 2022. De plus, au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2022, nous avons remis aux actionnaires respectivement 1,0 G\$ et 1,5 G\$ par le truchement de rachats d'actions.

Le 13 juin 2022, Cenovus a annoncé la conclusion d'une entente avec BP Canada Energy Group ULC (« BP Canada ») pour acquérir la participation de 50 % de BP Canada dans le projet de sables bitumineux Sunrise, dans le nord de l'Alberta. Cette acquisition portera à 100 % la participation de Cenovus dans Sunrise et renforcera l'expertise de Cenovus dans le secteur des sables bitumineux. La clôture de l'opération est prévue pour le troisième trimestre de 2022. La production brute de ces actifs est actuellement d'environ 50 000 barils par jour, et nous prévoyons qu'elle atteindra la capacité nominale de 60 000 barils par jour dans le cadre d'un programme de mise en valeur pluriannuel. L'acquisition devrait contribuer immédiatement aux fonds provenant de l'exploitation ajustés et aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

En 2022, nos dépenses d'investissement totales prévues devraient se situer entre 3,3 G\$ et 3,7 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 la répartition des capitaux.

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 780 et 810 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 objectifs pour 2022 actualisés en date du 27 juillet 2022 peuvent être consultés sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

Nos activités

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

Secteurs en amont

- **Sables bitumineux**, qui se consacre aux activités de mise en valeur et de production de bitume et de pétrole lourd dans le nord de l'Alberta et la Saskatchewan. Les actifs de sables bitumineux de Cenovus comprennent les projets de Foster Creek, de Christina Lake, de Sunrise (détenu conjointement avec 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, la vente de condensats extraits du pétrole brut fluidifié produits à nos installations de fabrication au Canada et revendus au secteur Sables bitumineux, la production de carburant diesel du secteur Fabrication au Canada vendu au secteur Vente ainsi que les produits latents sur les stocks. Les éliminations sont constatées en fonction des prix du marché courants.

APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE

Au cours du deuxième trimestre de 2022, nous avons continué de produire un solide rendement opérationnel et financier tout en réalisant d'importantes activités de révision et de maintenance planifiées dans les secteurs en amont et en aval. Les prix des marchandises sont demeurés très élevés, le WTI s'établissant en moyenne à 108,41 \$ US, une augmentation de 15 % par rapport au premier trimestre de 2022 et de 64 % par rapport au deuxième trimestre de 2021. Les marges de craquage sur le marché ont plus que doublé depuis le premier trimestre de 2022. Dans l'ensemble, l'accent que nous avons continué de mettre sur la santé et la sécurité et sur les structures de coûts concurrentielles, cumulé aux prix élevés des marchandises, ont généré de solides résultats financiers. Nous avons réduit la dette nette de 872 M\$ depuis le 31 mars 2022 et nous avons remis aux actionnaires 1,2 G\$ par le truchement de rachats d'actions et de dividendes.

Aperçu des résultats trimestriels

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Semestres clos les		2022			2021			2020		
	2022	30 juin 2021	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Volumes de production¹⁾ (kbep/j)	779,9	767,6	761,5	798,6	825,3	804,8	765,9	769,3	467,2	471,8	465,4
Production de pétrole brut²⁾ (kb/j)	479,4	504,2	457,3	501,8	469,9	554,1	539,0	469,1	169,0	191,1	162,3
Produits des activités ordinaires³⁾	35 363	19 930	19 165	16 198	13 726	12 701	10 637	9 293	3 543	3 737	2 311
Marge d'exploitation⁴⁾	8 142	4 063	4 678	3 464	2 600	2 710	2 184	1 879	625	594	291
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 344	1 597	2 979	1 365	2 184	2 138	1 369	228	250	732	(834)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés⁴⁾	5 681	2 958	3 098	2 583	1 948	2 342	1 817	1 141	333	407	(469)
Dépenses d'investissement	1 568	1 081	822	746	835	647	534	547	242	148	147
Fonds provenant de l'exploitation disponibles⁴⁾	4 113	1 877	2 276	1 837	1 113	1 695	1 283	594	91	259	(616)
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles^{4), 5)}	4 635	1 706	2 020	2 615	1 169	1 626	1 244	462	s. o.	s. o.	s. o.
Résultat net⁶⁾	4 057	444	2 432	1 625	(408)	551	224	220	(153)	(194)	(235)
Par action – de base (\$)	2,04	0,21	1,23	0,81	(0,21)	0,27	0,11	0,10	(0,12)	(0,16)	(0,19)
Par action – dilué (\$)	1,98	0,21	1,19	0,79	(0,21)	0,27	0,11	0,10	(0,12)	(0,16)	(0,19)
Total de l'actif	55 894	53 384	55 894	55 655	54 104	54 594	53 384	53 378	32 770	32 857	33 919
Total des passifs à long terme	20 742	22 972	20 742	21 889	23 191	22 929	22 972	24 266	13 704	13 889	14 448
Dettes à long terme, y compris la partie courante⁷⁾	11 228	13 380	11 228	11 744	12 385	12 986	13 380	13 947	7 441	7 797	8 085
Dettes nettes	7 535	12 390	7 535	8 407	9 591	11 024	12 390	13 340	7 184	7 530	8 232
Rendement en numéraire pour les actionnaires											
Actions ordinaires – dividende de base	276	71	207	69	70	35	36	35	—	—	—
Dividendes de base par action ordinaire (\$)	0,1400	0,0350	0,1050	0,0350	0,0350	0,0175	0,0175	0,0175	—	—	—
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique	1 484	—	1 018	466	265	—	—	—	—	—	—
Dividendes sur actions privilégiées	17	17	8	9	8	9	8	9	—	—	—

1) Pour un résumé de la production en amont totale 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 comparatives 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 et pour mieux refléter les frais de fluidification. 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) Nouvelle mesure utilisée depuis le 30 juin 2022 pour déterminer le rendement pour les actionnaires.

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

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

L'exploitation a affiché un bon rendement au deuxième trimestre, touchée par les activités de maintenance et de révision planifiées dans les secteurs en amont et en aval.

- Nous avons assuré le fonctionnement sûr et fiable de nos actifs exploités.
- Nous avons réalisé des activités de révision planifiées à Christina Lake ainsi qu'à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster, dans le secteur amont, et aux raffineries de Wood River et de Berger, dans le secteur aval. Nous avons réalisé au deuxième trimestre des activités de révision planifiées à la raffinerie de Toledo qui étaient pour l'essentiel terminées en juillet.
- La production de vapeur a commencé à notre usine thermique de Spruce Lake North, qui devrait entrer en production au troisième trimestre de l'exercice.
- La production en amont s'est établie en moyenne à 761,5 milliers de bep par jour au deuxième trimestre, comparativement à 798,6 milliers de bep par jour au premier trimestre de 2022 et à 765,9 milliers de bep par jour au deuxième 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.
- La production de pétrole brut en aval s'est chiffrée en moyenne à 457,3 milliers de barils par jour au deuxième trimestre, un recul de 44,5 milliers de barils par jour et de 81,7 milliers de barils par jour en regard du premier trimestre de 2022 et du deuxième trimestre de 2021, respectivement.

Les produits des activités ordinaires se sont accrus de 80 % pour atteindre 19,2 G\$, et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont progressé de 118 % pour se chiffrer à 3,0 G\$, comparativement au deuxième trimestre de 2021, principalement en raison de la hausse des prix des marchandises. L'augmentation des marges de craquage sur le marché a aussi contribué à l'accroissement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont établis à 3,1 G\$, en regard de 1,8 G\$ au deuxième trimestre de 2021, et les dépenses d'investissement se sont établies à 822 M\$, en regard de 534 M\$ au deuxième trimestre de 2021, ce qui a donné lieu à des fonds provenant de l'exploitation disponibles de 2,3 G\$ comparativement à 1,3 G\$ au deuxième trimestre de 2021. Au deuxième trimestre de 2022, la marge d'exploitation s'est chiffrée à 4,7 G\$, comparativement à 2,2 G\$ au deuxième trimestre de 2021, en raison surtout de la hausse des prix de vente moyens réalisés sur le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel, et de l'accroissement des marges de craquage sur le marché.

Nous avons continué de renforcer notre bilan et de nous concentrer sur notre portefeuille d'actifs de premier ordre.

- Au cours du trimestre, nous avons racheté le montant total de 750 M\$ du capital de nos billets à 3,55 % en circulation échéant en 2025. Notre dette nette a diminué de 872 M\$ depuis le 31 mars 2022.
- Le 31 mai 2022, Cenovus et ses partenaires ont annoncé le redémarrage du projet West White Rose au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador. Le projet devrait redémarrer en 2023. La production de la plateforme de forage devrait débuter au cours du premier semestre de 2026 et le taux de production maximal devrait atteindre, d'ici 2029, environ 80 milliers de barils par jour, soit une production quotidienne nette de 45 milliers de barils pour Cenovus.
- Le 8 juin 2022, nous avons vendu notre placement dans Headwater Exploration Inc. pour un produit de 110 M\$.
- Le 13 juin 2022, nous avons annoncé une entente prévoyant l'achat de la participation de restante de 50 % dans Sunrise auprès de BC Canada, donnant à Cenovus la pleine propriété et renforçant notre force fondamentale dans les sables bitumineux. L'opération, dont l'entrée en vigueur est le 1^{er} mai 2022, devrait être conclue au cours du troisième trimestre de 2022.

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

- Cenovus a racheté et annulé 43 millions d'actions ordinaires en contrepartie de 1,0 G\$ dans le cadre de l'offre de rachat dans le cours normal des activités pendant le deuxième trimestre (68 millions d'actions ordinaires en contrepartie de 1,5 G\$ au cours du premier semestre de 2022).
- Nous avons atteint nos objectifs de rendement pour les actionnaires conformément à notre structure de répartition des capitaux et de rendement pour les actionnaires.
- Le 27 juillet 2022, le conseil a déclaré un dividende de base trimestriel de 0,105 \$ par action ordinaire payable le 29 septembre 2022 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 septembre 2022.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats d'exploitation - Secteurs en amont

	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2022	Variation (%)	2021	2022	Variation (%)	2021
Volumes de production en amont par secteur¹⁾ (kbep/j)						
Sables bitumineux	558,8	1	551,6	577,9	4	553,6
Hydrocarbures classiques	132,6	(6)	141,3	128,8	(7)	138,6
Production extracôtière	70,1	(4)	73,0	73,2	3	75,4
Total – volumes de production	761,5	(1)	765,9	779,9	2	767,6
Volumes de production en amont par produit						
Bitume (kb/j)	540,3	2	528,6	559,5	5	530,8
Pétrole brut lourd (kb/j)	16,4	(21)	20,8	16,3	(21)	20,7
Pétrole brut léger (kb/j)	20,8	(15)	24,4	21,4	(14)	25,0
LGN (kb/j)	36,7	(11)	41,1	37,2	(9)	41,1
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	882,2	(3)	905,6	873,9	(3)	900,3
Total – volumes de production (kbep/j)	761,5	(1)	765,9	779,9	2	767,6
Total – volumes de vente en amont²⁾ (kbep/j)	684,5	2	669,2	704,2	4	677,5
Prix net opérationnel^{3), 4)} (\$/bep)	71,09	106	34,58	64,78	97	32,96

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 506 Mpi³/j et 516 Mpi³/j, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 (510 Mpi³/j et 515 Mpi³/j, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021).

3) Les produits tirés des activités ordinaires en amont figurant à la note 1 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires se sont chiffrés à 10,1 G\$ et 19,8 G\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 (5,6 G\$ et 11,3 G\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021).

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

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, la production totale a été relativement stable par rapport à 2021, malgré les activités de révision planifiées à Christina Lake, la vente d'actifs de Tucker le 31 janvier 2022 et d'actifs de Wembley le 28 février 2022 ainsi que la sortie d'actifs du secteur Hydrocarbures classiques au deuxième semestre de 2021. L'incidence sur la production des sorties d'actifs et des activités de révision en 2022 a été contrée en partie par la mise en service de nouveaux puits à Foster Creek et à Christina Lake en 2022 et au deuxième semestre de 2021. Des activités de révision planifiées ont été achevées à Foster Creek au deuxième trimestre de 2021.

Sommaire des résultats d'exploitation - Secteurs en aval

	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2022	Variation (%)	2021	2022	Variation (%)	2021
Fabrication en aval – production de pétrole brut (kb/j)						
Fabrication au Canada	80,9	(22)	103,5	89,4	(15)	104,8
Fabrication aux États-Unis	376,4	(14)	435,5	390,0	(2)	399,4
Total de la production	457,3	(15)	539,0	479,4	(5)	504,2
Vente¹⁾ (millions de litres/j)						
Ventes de carburant, y compris en gros	6,4	(4)	6,7	6,5	(2)	6,6

1) Le 30 novembre 2021, Cenovus a annoncé la conclusion d'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. Nous prévoyons actuellement que la clôture de la vente aura lieu au troisième trimestre 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, nous avons réalisé des activités de révision planifiées à l'usine de valorisation de Lloydminster et à la raffinerie de Lloydminster au deuxième trimestre de 2022, ce qui s'est traduit par une baisse de production comparativement à 2021.

Dans le secteur Fabrication aux États-Unis, la production de pétrole brut a diminué au deuxième trimestre de 2022, puisque nous avons achevé des activités de révision planifiées aux installations non exploitées des raffineries de Wood River et de Borger et que nous avons entrepris des activités de révision planifiées à la raffinerie non exploitée de Toledo, qui étaient pour l'essentiel achevées en juillet. À la raffinerie de Lima, la production de pétrole brut est demeurée relativement stable par rapport au deuxième trimestre de 2021 pour s'établir à 159,4 milliers de barils par jour au deuxième trimestre. La raffinerie de Lima a affiché un taux d'utilisation du pétrole brut de 91 % au deuxième trimestre. Les conditions du marché sont favorables depuis le début de l'exercice comparativement à 2021, ce qui a contré en partie les incidences des activités de révision planifiées au deuxième trimestre.

Sommaire des résultats financiers consolidés

Marge d'exploitation

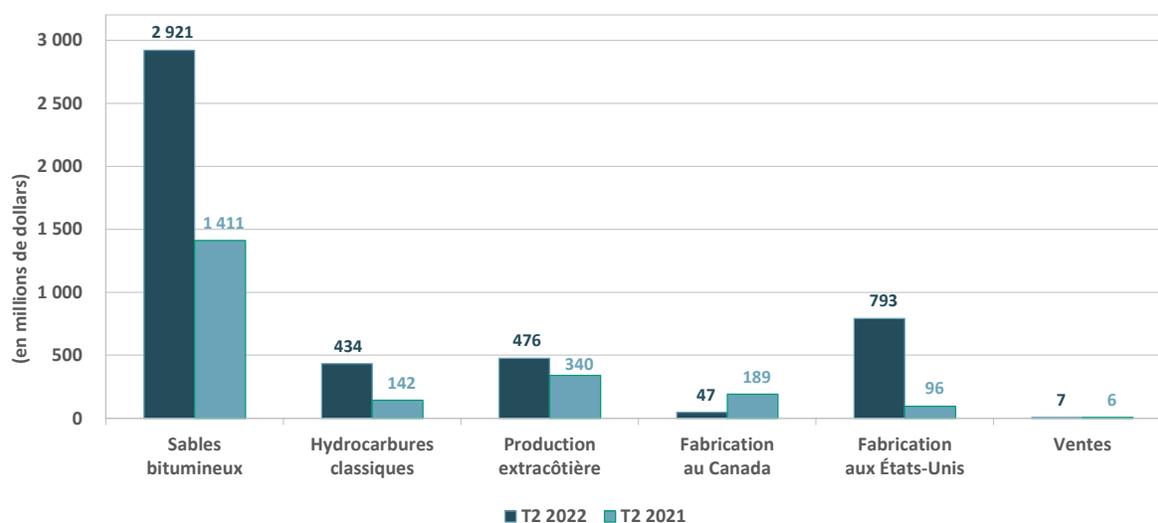
La marge d'exploitation est une mesure financière déterminée qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'une période à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie de nos actifs.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Chiffre d'affaires brut¹⁾	22 529	12 446	41 673	23 261
Déduire : Redevances	1 582	533	2 767	906
Produits des activités ordinaires	20 947	11 913	38 906	22 355
Charges				
Marchandises achetées ¹⁾	10 507	6 219	19 271	11 257
Transport et fluidification ¹⁾	3 236	2 006	6 432	3 978
Charges d'exploitation	1 876	1 306	3 430	2 608
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	650	198	1 631	449
Marge d'exploitation	4 678	2 184	8 142	4 063

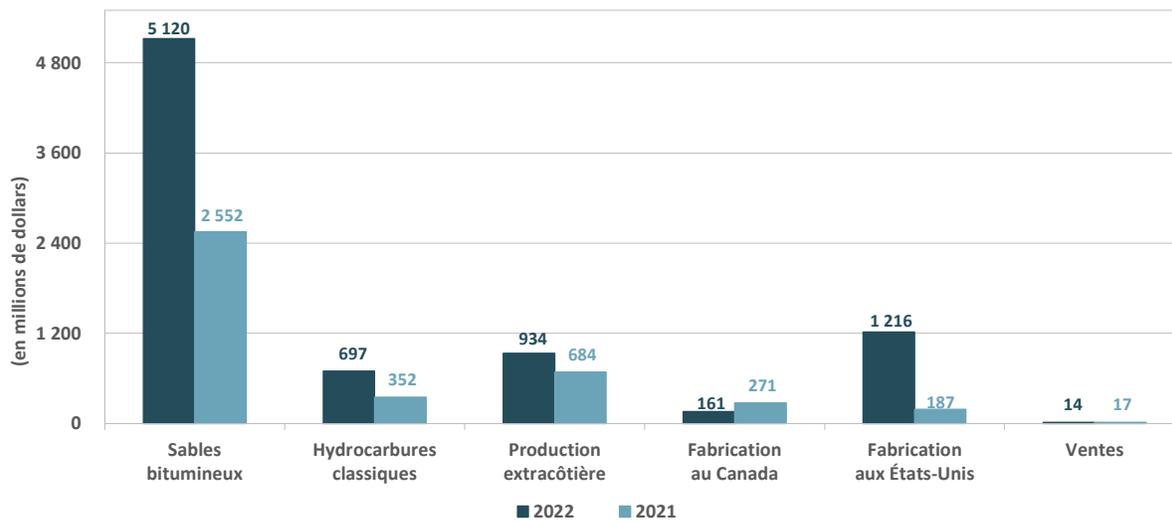
1) Les résultats de périodes comparatives ont été révisés pour tenir compte du changement dans la présentation des swaps sur les produits et de certains achats de tiers utilisés dans les activités de fluidification et d'optimisation ainsi que pour mieux refléter les frais de fluidification. Se reporter aux états financiers consolidés et à la note 3 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Marge d'exploitation par secteur

Trimestres clos les 30 juin



Semestre clos le 30 juin 2022



La marge d'exploitation a augmenté pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, principalement en raison des facteurs suivants :

- des prix de vente moyens plus élevés du pétrole brut, des LGN et du gaz naturel en raison de la hausse des prix de référence;
- une augmentation des marges de raffinage de nos activités en aval, les marges de craquage sur le marché ayant plus que doublé depuis 2021;
- la hausse des volumes de vente tirés des activités en amont.

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

- une augmentation des redevances et des coûts du carburant, tous deux touchés par les prix des marchandises beaucoup plus élevés;
- des interruptions planifiées des activités en aval, ce qui s'est répercuté sur les volumes de vente et les charges d'exploitation;
- l'accroissement des frais de fluidification compte tenu de l'augmentation des prix des condensats;
- 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, les contrats de gestion du risque liés au WTI visant les ventes de pétrole brut ayant pris fin le 30 juin 2022.

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

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés constituent une mesure financière hors PCGR d'usage courant dans le secteur 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.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	30 juin 2021	2021	30 juin 2021	2021
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 979	1 369	4 344	1 597
(Ajouter) déduire :				
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(27)	(18)	(46)	(29)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(92)	(430)	(1 291)	(1 332)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	3 098	1 817	5 681	2 958

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont été plus élevés au cours du trimestre clos le 30 juin 2022 par rapport à 2021 en raison de la hausse de la marge d'exploitation susmentionnée. Ces augmentations ont été contrebalancées en partie par la hausse du paiement conditionnel trimestriel en 2022.

La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au deuxième trimestre de 2022 a été relativement limitée puisque la hausse des prix des marchandises a fait augmenter les comptes débiteurs, les stocks et les créditeurs le 30 juin 2022, comparativement au 31 mars 2022, cette hausse ayant été contrebalancée en partie par le moment des règlements.

Pour le semestre clos le 30 juin 2022, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont augmenté par rapport à 2021 en raison de la hausse de la marge d'exploitation susmentionnée, cumulée à la réduction des coûts d'intégration. Les hausses ont été annulées en partie par l'accroissement des paiements conditionnels trimestriels au premier semestre de 2022.

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 30 juin 2022 par rapport au 31 décembre 2021, principalement en raison de la progression des prix du pétrole brut et des produits raffinés. En juin 2022, le prix du WTI s'est établi en moyenne à 114,34 \$ 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 167,61 \$ US le baril en juin 2022, comparativement à 83,78 \$ US le baril en décembre 2021.

Résultat net

(en millions de dollars)

	Trimestre clos le	Semestre clos le
Résultat net des périodes closes le 30 juin 2021	224	444
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Marge d'exploitation	2 494	4 079
Activités non sectorielles et éliminations		
Frais généraux et frais d'administration	(48)	(84)
Charges financières	37	52
Coûts d'intégration	6	205
Profit (perte) de change latent	(452)	(452)
Réévaluation du paiement conditionnel	234	185
Profit (perte) à la sortie d'actifs	2	232
Autres profits (pertes), montant net	9	307
Autres ¹⁾	(7)	45
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques ²⁾	764	339
Amortissement et épuisement	(96)	(81)
Coûts de prospection	(6)	(16)
Produit (charge) d'impôt sur le résultat	(729)	(1 198)
Résultat net des périodes closes le 30 juin 2022	2 432	4 057

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

2) *Toutes les positions sur le WTI se rapportant à la gestion du risque lié au prix de vente du pétrole brut avaient été liquidées au 30 juin 2022.*

Le bénéfice net du deuxième trimestre de 2022 s'est amélioré par rapport à 2021 pour les raisons suivantes :

- hausse de la marge d'exploitation susmentionnée;
- profits latents liés à la gestion des risques de 365 M\$, comparativement à des pertes de 399 M\$ en 2021; les profits latents liés à la gestion des risques étaient principalement attribuables à la réalisation des positions alors que nous avons liquidé nos positions sur le WTI se rapportant à la gestion du risque lié au risque prix de vente du pétrole brut au cours du trimestre;
- perte à la réévaluation du paiement conditionnel de 15 M\$ par rapport à 249 M\$ en 2021; le 17 mai 2022, l'obligation au titre du paiement conditionnel relativement à l'acquisition auprès de ConocoPhillips Company et certaines de ses filiales s'est éteinte; la paiement final sera versé en juillet 2022.

Le bénéfice net du premier semestre de 2022 s'est amélioré par rapport à 2021 pour les raisons suivantes :

- hausse de la marge d'exploitation susmentionnée;
- accroissement des autres produits en raison du produit d'assurance lié à la raffinerie de Superior;
- profits latents liés à la gestion des risques de 72 M\$, comparativement à des pertes de 267 M\$ en 2021;
- profits à la sortie d'actifs de 304 M\$ en 2022, principalement liés à la cession de Tucker et de Wembley et à la sortie d'actifs représentant 12,5 % de notre participation dans le champ White Rose et ses extensions satellites;

- perte à la réévaluation du paiement conditionnel de 251 M\$ par rapport à 436 M\$ en 2021;
- coûts d'intégration de 52 M\$, comparativement à 257 M\$ en 2021.

Cette augmentation du résultat net pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 susmentionnée est en partie annulée par :

- une hausse de la charge d'impôt sur le résultat;
- des pertes de change latentes en 2022 en raison du fléchissement, au 30 juin 2022, du dollar canadien en regard du dollar américain;
- l'augmentation des frais généraux et frais d'administration en raison principalement des primes d'intéressement à long terme plus élevées compte tenu de l'appréciation du cours des actions.

Dette nette

(en millions de dollars)	30 juin 2022	31 décembre 2021
Emprunts à court terme	—	79
Partie courante de la dette à long terme	—	—
Dette à long terme	11 228	12 385
Dette totale	11 228	12 464
Déduire : Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 693)	(2 873)
Dette nette	7 535	9 591

Depuis le 31 décembre 2021, la dette à long terme a diminué de 1,2 G\$ et la dette nette a été réduite de 2,1 G\$. Au deuxième trimestre, la dette à long terme a diminué de 516 M\$ et la dette nette a été réduite de 872 M\$. Au premier trimestre de 2022, nous avons racheté le solde du montant de 384 M\$ US du capital des billets en circulation échéant en 2023 et en 2024. Au deuxième trimestre, nous avons racheté le montant total de 750 M\$ du capital des billets à 3,55 % en circulation échéant en 2025. La réduction de la dette à long terme a été neutralisée en partie par le fléchissement du dollar canadien en regard du dollar américain entre le 31 décembre 2021 et le 30 juin 2022, ce qui s'est répercuté sur notre dette libellée en dollars américains.

Dépenses d'investissement¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	30 juin	2021	30 juin	2021
2022	2021	2022	2021	
Secteurs en amont				
Sables bitumineux	376	201	751	419
Hydrocarbures classiques	33	28	121	94
Production extracôtière	91	35	144	61
	500	264	1 016	574
Secteurs en aval				
Fabrication au Canada	36	10	50	14
Fabrication aux États-Unis	267	237	474	442
Vente	2	5	3	6
	305	252	527	462
Activités non sectorielles et éliminations	17	18	25	45
Dépenses d'investissement	822	534	1 568	1 081

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

Au premier semestre 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 classiques du premier semestre de 2022 ont été axées sur les programmes de forage, d'achèvement et de raccordement de puits de maintien.

Au premier semestre de 2022, 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. Le 31 mai 2022, Cenovus et ses partenaires ont annoncé le redémarrage du projet West White Rose au large de Terre-Neuve-et-Labrador.

Les dépenses d'investissement du secteur Fabrication aux États-Unis au cours du premier semestre de 2022 ont visé principalement la reconstruction de la raffinerie de Superior, des programmes de fiabilité aux raffineries de Wood River, de Borger et de Toledo et des projets d'optimisation du rendement à la raffinerie de Wood River.

Activités de forage

	Nombre net de puits d'exploration stratigraphique et puits d'observation		Nombre net de puits productifs bruts ¹⁾	
	2022	2021	2022	2021
Semestres clos les 30 juin				
Foster Creek	52	17	11	—
Christina Lake ²⁾	—	25	20	9
Sunrise	15	—	2	—
Production par méthode thermique à Lloydminster	1	—	22	15
Tucker	6	—	—	—
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	—	—	—	2
Autres ³⁾	16	17	—	—
	90	59	55	26

1) Les paires de puits 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)	Semestres clos les 30 juin 2022			Semestres clos les 30 juin 2021		
	Forés	Achevés	Raccordés	Forés	Achevés	Raccordés
Hydrocarbures classiques	13	28	22	11	13	12

Dans le secteur Production extracôtière, nous avons foré et achevé quatre (1,6 puits net) puits de mise en valeur planifiés en Indonésie au premier semestre de 2022 (aucun puits foré, achevé ou raccordé en 2021).

Dépenses d'investissement futures

Nos objectifs pour 2022, actualisés le 27 juillet 2022, peuvent être consultés sur notre site Web à l'adresse cenovus.com.

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

- la hausse prévue de la production et des dépenses d'investissement à la suite de l'annonce de l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans Sunrise;
- l'accroissement des dépenses d'investissement à Foster Creek, à Christina Lake et aux actifs de production par méthode thermique de Lloydminster pour appuyer l'optimisation continue des actifs, y compris les possibilités de réduire le cycle de production et d'accroître les forages de délimitation pour accélérer l'aménagement des plateformes d'exploitation, cumulé à la hausse des coûts en raison de l'inflation;
- l'augmentation des dépenses d'investissement en lien avec l'annonce du redémarrage du projet West White Rose;
- l'investissement accru dans le secteur Hydrocarbures classiques compte tenu de nos plans d'élargir la portée des activités de forage et les programmes d'intégrité des actifs et de réduction des émissions, cumulé à la hausse des coûts en raison de l'inflation;
- la hausse des charges d'exploitation pour nos activités en aval pour tenir compte des activités de révision, de la hausse des prix du gaz naturel et de l'inflation.

Le tableau qui suit présente les prévisions mises à jour pour 2022 :

	Dépenses d'investisse- ment futures (en millions de dollars)	Production (kbep/j)	Production (kb/j)
Secteurs en amont			
Sables bitumineux	1 550 - 1 750	574 – 620	
Hydrocarbures classiques	250 – 300	124 – 135	
Production extracôtière	300 – 350	64 – 76	
Secteurs en aval¹⁾	1 150 - 1 250		530 - 580
Activités non sectorielles et éliminations	50 – 70		

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

Pour le reste de 2022, nous prévoyons axer les dépenses d'investissement sur ce qui suit :

- l'accroissement 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 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 rubrique « 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)	Semestres clos les					
	30 juin		Variation			
	2022	(%)	2021	T2 2022	T1 2022	T2 2021
Brent daté	107,59	66	64,86	113,78	101,41	68,83
WTI	101,35	64	61,96	108,41	94,29	66,07
Écart Brent-WTI	6,24	115	2,90	5,37	7,12	2,76
WCS à Hardisty	87,68	75	49,98	95,61	79,76	54,58
Écart WTI-WCS	13,67	14	11,98	12,80	14,53	11,49
WCS (\$ CA/b)	111,54	79	62,21	122,07	101,01	66,99
WCS à Nederland	96,26	62	59,48	103,34	89,19	63,03
Écart WTI-WCS à Nederland	5,09	105	2,48	5,07	5,10	3,04
Condensats (C5 à Edmonton)	102,21	64	62,22	108,34	96,09	66,40
Écart WTI-condensats (positif) négatif	(0,86)	(231)	(0,26)	0,07	(1,80)	(0,33)
Écart WCS-condensats (positif) négatif	(14,53)	(19)	(12,24)	(12,73)	(16,33)	(11,82)
Moyenne (\$ CA/b)	129,99	68	77,50	138,30	121,69	81,51
Pétrole synthétique à Edmonton	103,75	72	60,37	114,46	93,05	66,41
Écart WTI-pétrole synthétique (positif) négatif	(2,40)	(251)	1,59	(6,05)	1,24	(0,34)
Prix des produits raffinés						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	129,11	65	78,27	149,05	109,16	87,03
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	143,11	80	79,50	166,62	119,60	85,73
Prix de référence – raffinage						
Chicago – marges de craquage 3-2-1 ²⁾	32,43	94	16,72	46,50	18,35	20,50
Groupe 3 – marges de craquage 3-2-1 ²⁾	32,15	83	17,55	44,35	19,94	19,44
Numéros d'identification renouvelables (« NIR »)	7,12	5	6,80	7,80	6,44	8,12
Prix du gaz naturel						
AECO (\$ CA/kpi ³)	5,43	88	2,89	6,28	4,59	2,85
NYMEX (\$ US/kpi ³)	6,06	120	2,76	7,17	4,95	2,83
Taux de change						
Taux moyen \$ US/\$ CA	0,787	(2)	0,802	0,783	0,790	0,814
Taux de clôture \$ US/\$ CA	0,776	(4)	0,807	0,776	0,800	0,807
Taux moyen yuan/\$ CA	5,098	(2)	5,190	5,180	5,014	5,259

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 deuxième trimestre de 2022, les indices de référence du Brent et du WTI ont continué d'augmenter en raison de l'équilibre serré entre l'offre et la demande de pétrole brut à l'échelle mondiale. L'offre a augmenté cette année, bien que moins que prévu, et les sources supplémentaires sont limitées. L'invasion de l'Ukraine par la Russie a entraîné un remaniement des flux commerciaux mondiaux, une volatilité accrue et un risque géopolitique supérieur. 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+ ») continuent d'augmenter les quotas de production depuis le deuxième trimestre de 2021, quoique seulement de façon graduelle. La demande mondiale demeure forte en raison des efforts de déploiement des vaccins contre la COVID-19, de la reprise économique et de l'assouplissement des restrictions.

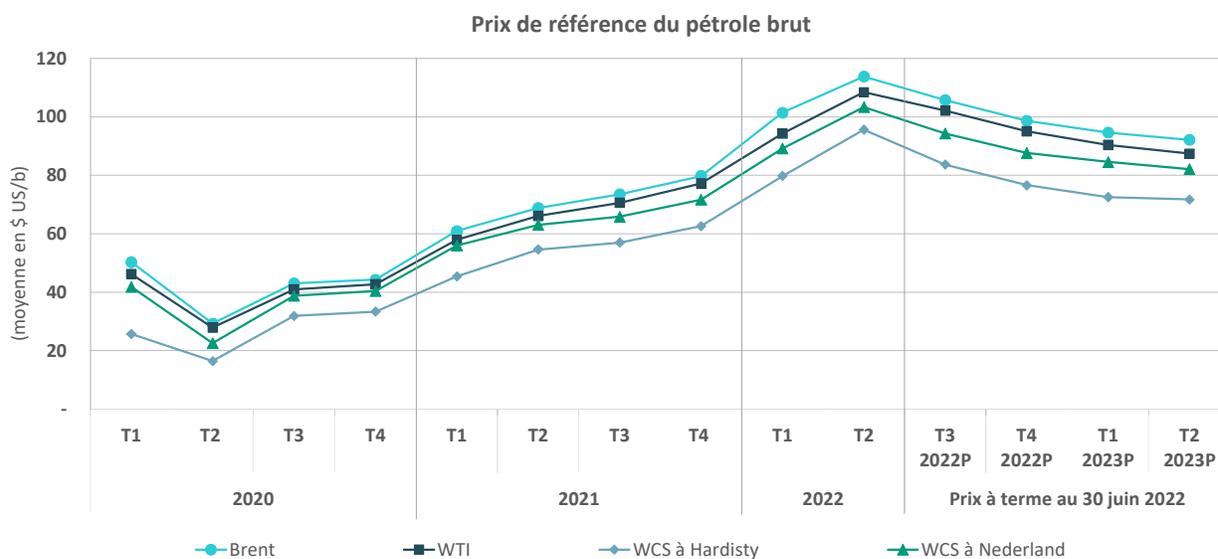
Le prix obtenu pour notre pétrole brut de l'Atlantique et nos LGN de l'Asie-Pacifique est établi essentiellement en fonction du prix du Brent. Le WTI est un important prix de référence pour le pétrole brut canadien, car il reflète les prix intérieurs du brut en Amérique du Nord, et l'équivalent en dollars canadiens est utilisé pour calculer les taux de redevance relatifs à nombre de nos biens pétroliers. 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 cours du trimestre clos le 30 juin 2022, l'écart moyen entre le prix du WTI et celui du WCS à Hardisty s'est rétréci par rapport au premier trimestre de 2022. Les activités de maintenance planifiées dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC ») et les faibles niveaux de stockage ont entraîné une hausse de la capacité pipelinère de réserve pour l'exportation. 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 BSOC, ce qui a contribué à assurer la stabilité des coûts de transport. L'écart WTI-WCS à Hardisty s'est creusé par rapport au deuxième trimestre de 2021 principalement en raison des mêmes facteurs ayant causé l'accroissement de l'écart entre les prix de référence du WCS à Nederland ainsi qu'il est décrit ci-dessous.

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 deuxième 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 deuxième trimestre de 2022, l'écart entre les prix de référence du WCS à Nederland et du WTI s'est élargi par rapport au deuxième trimestre de 2021, principalement en raison des activités de maintenance planifiées et non planifiées des raffineries et de la disponibilité supplémentaire sur le marché de barils de pétrole brut moyen et lourd en provenance des membres de l'OPEP+ ainsi que du déblocage de volumes de réserves stratégiques de pétrole aux États-Unis.

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.

Le pétrole brut synthétique à Edmonton s'est considérablement raffermi au deuxième trimestre de 2022 par rapport au premier trimestre de 2022 et au deuxième trimestre de 2021 en raison de l'entretien généralisé des usines de valorisation et de la forte demande de pétrole léger dans les raffineries.



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 22 % 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 dépendent aussi du moment où ont lieu les achats et les livraisons de condensats qui font partie des stocks pouvant être utilisés pour la fluidification ainsi que du moment où sont vendus les produits fluidifiés.

Les prix de référence moyens des condensats d'Edmonton ont été légèrement inférieurs à ceux du WTI au deuxième trimestre de 2022. Les prix ont été contrastés tout au long du trimestre, car les prix élevés en avril, en raison des exigences de mélange plus élevées, ont été compensés par la faiblesse des prix en juin en raison des activités de révision dans les sables bitumineux et du recul de la demande de produits pétrochimiques à l'échelle mondiale.

Prix de référence – raffinage

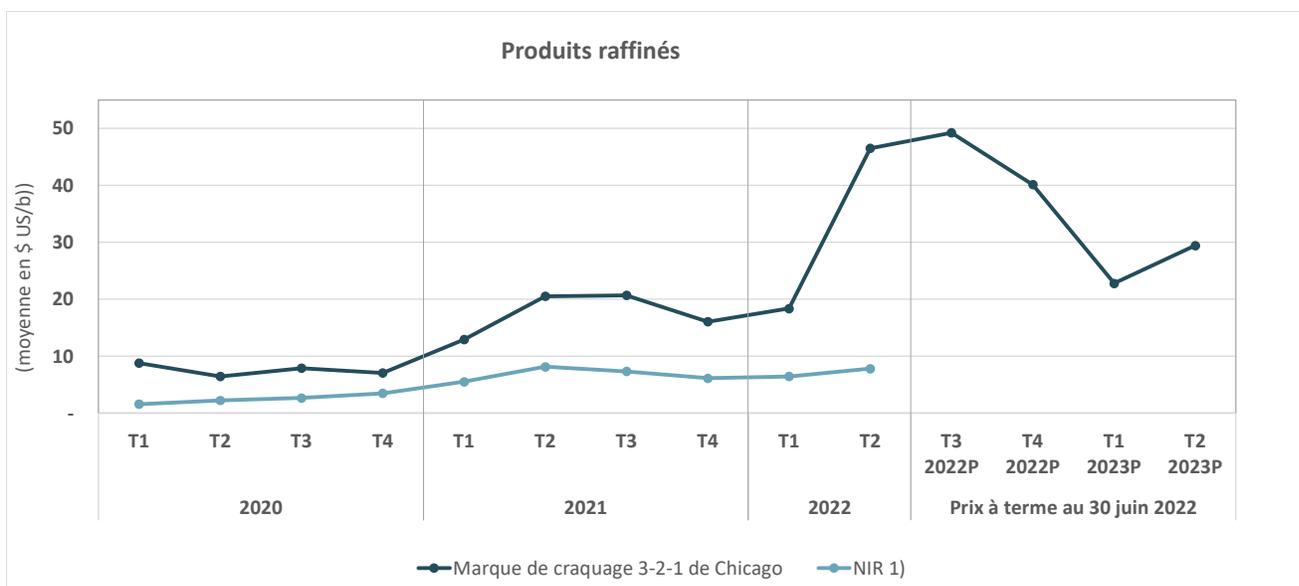
Les prix de référence que sont le prix de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et le prix du diesel à très faible teneur en soufre à Chicago sont représentatifs des prix des produits raffinés sur le marché intérieur et servent à calculer la marge de craquage de marché 3-2-1 sur le marché à Chicago. 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 sur le marché à Chicago reflète les débouchés pour nos raffineries de Toledo, de Lima et de Wood River. La marge de craquage 3-2-1 du groupe 3 reflète les débouchés pour notre raffinerie de Borger.

Les prix moyens des produits raffinés à Chicago ont affiché une augmentation marquée au deuxième trimestre de 2022 comparativement au premier trimestre de 2022 et au deuxième trimestre de 2021. La vigueur des marges de craquage et des prix des produits raffinés était attribuable à la rationalisation des raffineries depuis le début de la pandémie, cumulée aux faibles stocks mondiaux de produits raffinés et à la réduction des exportations de la Russie ayant entraîné une pénurie de produits raffinés. Les 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 le milieu du continent aux États-Unis reflétera généralement 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. Les marges de craquage sur le marché ne reflètent pas exactement la configuration et la production de nos raffineries, mais elles sont utilisées comme indicateur général du marché.



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 continué d'augmenter au deuxième trimestre de 2022 par rapport au premier trimestre de 2022 et se sont fortement améliorés comparativement au deuxième 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 raffermis 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 2022 et au deuxième trimestre de 2021 en raison de la maintenance des pipelines dans l'Ouest canadien, ce qui a limité les points de sortie en Alberta. 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 résultats des établissements aux États-Unis et en Asie-Pacifique.

Au premier semestre 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 exercice à l'autre. Le fléchissement du dollar canadien par rapport au dollar américain au 30 juin 2022 comparativement au 31 décembre 2021 a donné lieu à des pertes de change latentes à la conversion de notre dette libellée en dollars américains.

Nos contrats de vente à long terme en Asie-Pacifique sont en partie libellés en yuans. Une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au yuan entraîne 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 semestre 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 exercice à l'autre.

Taux d'intérêt de référence

Les fluctuations des taux d'intérêt influent sur nos emprunts à court terme et nos passifs relatifs au démantèlement. Une hausse des taux d'intérêt pourrait faire augmenter notre charge d'intérêts nette et influencer sur la façon dont certains passifs sont évalués, ce qui pourrait nuire à nos flux de trésorerie et à nos résultats financiers.

Au 30 juin 2022, le taux directeur de la Banque du Canada était de 1,50 %, en hausse par rapport au taux de 0,25 % le 31 décembre 2021. Le 13 juillet 2022, la Banque du Canada a par la suite majoré son taux directeur pour le faire passer à 2,50 % en raison des préoccupations liées à l'inflation.

PRÉVISION DES PRIX DES MARCHANDISES

Les prix élevés du pétrole brut ont persisté tout au long du deuxième trimestre de 2022, car la croissance de l'offre de pétrole a été à la traîne de la demande de pétrole brut et de produits raffinés. La trajectoire des prix du pétrole brut demeure incertaine et volatile dans un marché de plus en plus fragmenté dont les facteurs clés restent imprévisibles. Pour les marchés, les risques liés à l'approvisionnement par la Russie demeurent le principal risque géopolitique. Une perturbation des exportations de la Russie pourrait se traduire par une demande excédentaire soutenue et nécessiter un rééquilibrage des flux commerciaux puisque les sources d'approvisionnement supplémentaires sont limitées.

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 de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, qui se poursuit, de la mesure dans laquelle les exportations russes sont réduites par les sanctions, de la capacité des producteurs et des gouvernements de remplacer la baisse de l'offre et du moment propice pour le faire ainsi que de la politique de l'OPEP+. La possibilité de nouvelles éclosions et de nouveaux variants de la COVID-19, le ralentissement de l'activité économique, l'inflation et la hausse des taux d'intérêt ainsi que la possibilité d'une récession demeurent 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 restera en grande partie lié aux facteurs mondiaux de la demande et à la capacité de transformation de pétrole brut lourd dans la mesure où l'offre correspondra à la capacité d'exportation de pétrole brut canadien.
- La capacité et la volonté de l'OPEP et de l'OPEP+ d'accroître considérablement la production, qui demeurent incertaines.
- L'activité économique à l'échelle mondiale.
- Nous prévoyons que la volatilité des marges de craquage sur le marché persistera puisque la Russie est un important exportateur de produits raffinés. Les sanctions devraient réduire l'offre et entraîner une réorientation des flux commerciaux à l'échelle mondiale. Les répercussions économiques du conflit et les politiques des banques centrales 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.

La majeure partie de 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 économique 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 pourraient assumer 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 actuels de service garanti en matière de capacité de transport 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 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.

Tous les contrats sur le WTI liés à nos activités de gestion du risque relatif au prix de vente du brut avaient pris fin le 30 juin 2022. Nous continuons d'utiliser des instruments financiers pour atténuer notre exposition aux prix de diverses marchandises, y compris certains contrats sur 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.

SECTEURS À PRÉSENTER

SECTEURS EN AMONT

SABLES BITUMINEUX

Au deuxième trimestre de 2022, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation pendant un autre trimestre;
- produit 556,7 milliers de barils par jour;
- inscrit une marge d'exploitation de 2,9 G\$, soit une augmentation de 1,5 G\$ par rapport au deuxième trimestre de 2021 attribuable principalement à la hausse des prix de vente moyens réalisés;
- réalisé des activités de révision planifiées à Christina Lake ainsi que des activités de maintenance courantes à deux des 11 usines thermiques de Lloydminster;
- commencé à produire de la vapeur à notre usine thermique Spruce Lake North, qui devrait entrer en production au troisième trimestre de l'exercice;
- engagé des dépenses d'investissement de 376 M\$ essentiellement pour le maintien des activités à Christina Lake, à Foster Creek, et aux actifs de production par méthode thermique de Lloydminster;
- enregistré un prix net opérationnel de 67,83 \$ le bep.

Le 13 juin 2022, nous avons annoncé une entente visant l'achat de la participation résiduelle de 50 % de BP Canada dans Sunrise, ce qui donnera à Cenovus la pleine propriété de l'entreprise et rehaussera notre force fondamentale dans le secteur des sables bitumineux. La contrepartie totale comprend 600 M\$ en trésorerie, un paiement variable d'une valeur maximale cumulative de 600 M\$ échéant à la fin de deux ans ainsi que la participation de 35 % de Cenovus dans le projet non aménagé de Bay du Nord au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador. La clôture de l'opération devrait avoir lieu en août 2022. L'acquisition sera comptabilisée selon la méthode de l'acquisition conformément à IFRS 3, *Regroupements d'entreprises* (« IFRS 3 »). Selon cette méthode, les actifs et les passifs sont comptabilisés à leur juste valeur à la date de l'acquisition et la contrepartie totale est attribuée aux immobilisations corporelles et incorporelles acquises et aux passifs repris. L'excédent de la contrepartie sur la valeur des actifs nets acquis, le cas échéant, est comptabilisé à titre de goodwill. Comme l'exige IFRS 3, lorsqu'un acquéreur obtient le

contrôle, la participation précédemment détenue est réévaluée à la juste valeur à la date d'acquisition, et tout profit ou perte est comptabilisé en résultat net. À la date de clôture de l'acquisition, Cenovus prévoit comptabiliser un profit au titre de la réévaluation hors trésorerie de la juste valeur de sa participation dans Sunrise.

La production des actifs est d'environ 50 000 barils par jour et nous croyons atteindre la capacité nominale de 60 000 barils par jour dans le cadre d'un programme de mise en valeur pluriannuel. L'acquisition devrait accroître immédiatement les fonds provenant de l'exploitation ajustés et les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation.

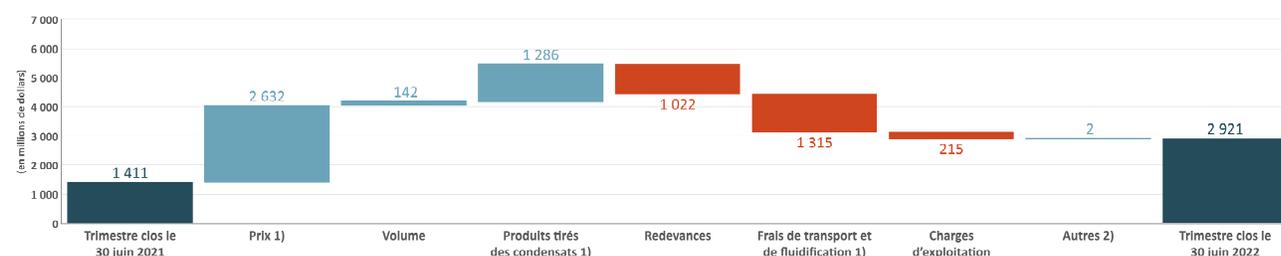
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Chiffre d'affaires brut¹⁾	10 048	5 075	19 266	9 993
Déduire : Redevances	1 491	469	2 573	793
Produits des activités ordinaires	8 557	4 606	16 693	9 200
Charges				
Marchandises achetées ¹⁾	1 071	430	2 283	1 119
Transport et fluidification ¹⁾	3 200	1 984	6 356	3 934
Charges d'exploitation	806	592	1 508	1 177
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	559	189	1 426	418
Marge d'exploitation	2 921	1 411	5 120	2 552
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	(323)	374	(57)	233
Amortissement et épuisement	690	627	1 325	1 239
Coûts de prospection	(1)	2	—	13
Quote-part revenant à la société du résultat net des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	8	(5)	8	(5)
Résultat sectoriel	2 547	413	3 844	1 072

1) Les résultats de périodes comparatives 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 et pour mieux rendre compte des frais de fluidification. 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

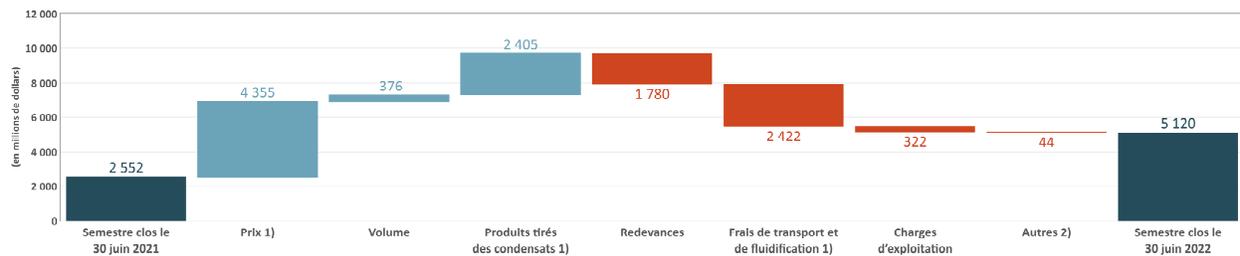
Trimestre clos le 30 juin 2022



1) Les produits 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.

Semestre clos le 30 juin 2022



- 1) Les produits 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		Semestres clos les	
	30 juin		30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Total – volumes de vente (kbep/j)	563,9	539,9	586,7	550,3
Prix réalisé total¹⁾ (\$/bep)	119,98	61,16	107,54	56,95
Production de pétrole brut par actif (kb/j)				
Foster Creek	187,8	156,8	192,8	159,9
Christina Lake	228,8	230,5	241,4	226,7
Sunrise ²⁾	25,3	22,4	24,7	25,1
Production par méthode thermique à Lloydminster	98,4	97,7	97,4	96,9
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	16,4	20,8	16,3	20,7
Tucker ³⁾	—	21,2	3,2	22,2
Total – production quotidienne de pétrole brut⁴⁾ (kb/j)	556,7	549,4	575,8	551,5
Gaz naturel tiré des sables bitumineux ⁵⁾ (Mpi ³ /j)	12,0	13,1	12,4	13,1
Total – production quotidienne (kbep/j)	558,8	551,6	577,9	553,6
Taux de redevance réel (%)	25,7	17,7	24,1	16,2
Frais de transport et de fluidification¹⁾ (\$/bep)	7,51	7,08	7,36	7,57
Charges d'exploitation¹⁾ (\$/bep)	15,70	12,00	14,05	11,74
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires¹⁾ (\$/bep)	11,78	11,55	11,93	11,34

- 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. Le 13 juin 2022, nous avons annoncé la conclusion d'une entente visant l'achat de la participation résiduelle de 50 % auprès de BP Canada. La clôture de l'acquisition devrait avoir lieu au troisième trimestre de l'exercice.
- 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

Les prix de référence du WTI ont augmenté considérablement au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2022 en regard de 2021. Notre prix de vente réalisé pour le bitume et le pétrole lourd s'est établi respectivement à 119,98 \$ le bep et à 107,54 \$ le bep pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 (respectivement à 61,16 \$ le bep et à 56,95 \$ le bep en 2021). Au premier semestre 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 trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, les ventes brutes comprennent des montants de 975 M\$ et 2,1 G\$, respectivement, (364 M\$ et 1,0 G\$, respectivement, 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 « Mise en garde sur les mesures financières déterminées » du présent rapport de gestion.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, les ventes brutes comprennent des montants de 117 M\$ et 169 M\$, respectivement, (86 M\$ et 152 M\$, respectivement, 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 « Mise en garde sur les mesures financières déterminées » 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 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. Tous les contrats sur le WTI touchés par cette annonce avaient pris fin le 30 juin 2022.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, nous avons réalisé des pertes liées à la gestion des risques de 559 M\$ et de 1,4 G\$, respectivement, dont un montant de 431 M\$ se rapporte à la liquidation anticipée de positions sur le WTI au cours du deuxième trimestre. Les prix de référence au règlement au-dessus des prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques ont également contribué à ces pertes. Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2022, nous avons comptabilisé des profits latents de 323 M\$ et de 57 M\$, respectivement, sur nos instruments financiers liés au pétrole brut en raison principalement de la réalisation des positions nettes.

Volumes de production

La production de pétrole brut du secteur Sables bitumineux s'est chiffrée respectivement à 556,7 milliers de barils par jour et à 575,8 milliers de barils par jour pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 (respectivement à 549,4 milliers de barils par jour et à 551,5 milliers de barils par jour en 2021).

Nous avons vendu les actifs de Tucker le 31 janvier 2022, ce qui a donné lieu à une diminution de la production de 19,0 milliers de barils par jour pour le premier semestre de 2022 comparativement à 2021.

À Foster Creek, la production s'est accrue de 31,0 milliers de barils par jour et de 32,9 milliers de barils par jour, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 comparativement aux périodes correspondantes de 2021. Ces augmentations sont attribuables à la performance des nouvelles plateformes d'exploitation de maintien, hausse neutralisée en partie par les baisses naturelles. Au deuxième trimestre de 2021, nous avons réalisé des activités de révision planifiées à Foster Creek.

La production de Christina Lake a été relativement stable pour le trimestre clos le 30 juin 2022, par rapport à 2021. Pour le semestre clos le 30 juin 2022, la production a augmenté de 14,7 milliers de barils par jour comparativement à 2021. Nous avons réalisé des activités de révision planifiées au cours du trimestre, mais les incidences sur la production ont été contrées en partie par le forage de puits réaménagés en 2022 et au cours du deuxième semestre de 2021.

Pour le premier semestre de 2022, la production de Sunrise est restée stable par rapport à 2021 alors que nous avons mené à bien un programme de réaménagement de puits au premier trimestre de 2022 et achevé des activités de révision planifiées au deuxième trimestre de 2021.

Les actifs de production par méthode thermique de Lloydminster ont poursuivi sur la lancée de leur solide rendement de 2021. Nous avons réalisé des activités de maintenance planifiées à deux des 11 usines thermiques en production au cours du trimestre, et le temps d'arrêt n'a eu qu'une incidence minimale sur la production. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, la production de pétrole lourd classique de Lloydminster a légèrement diminué par rapport à 2021 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 les gouvernements 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 calculés en fonction 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, qui comprend 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'accroissement des taux de redevance fondés sur une échelle mobile des projets de sables bitumineux de l'Alberta. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, respectivement, les redevances ont été de 1,5 G\$ et 2,6 G\$ (respectivement 469 M\$ et 793 M\$ en 2021). Ces augmentations s'expliquent principalement par 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

Au deuxième trimestre de 2022, les frais de fluidification ont augmenté de 1,2 G\$ pour atteindre 2,8 G\$ par rapport à la période correspondante de 2021. Au premier semestre de 2022, les frais de fluidification se sont accrus de 2,4 G\$ pour atteindre 5,6 G\$ par rapport à la période correspondante de 2021. Ces hausses sont principalement attribuables aux prix de référence plus élevés des condensats, soit respectivement 108,34 \$ US et 102,21 \$ US le baril pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 (respectivement 66,40 \$ US le baril et 62,22 \$ US le baril en 2021).

Les frais de transport ont augmenté de 30 M\$ pour s'établir à 394 M\$ au deuxième trimestre de 2022 par rapport à la période correspondante de 2021. Au premier semestre de 2022, les frais de transport ont augmenté de 17 M\$ pour atteindre 791 M\$. Ces augmentations s'expliquent surtout par la hausse des volumes de vente.

Frais de transport unitaires

Les frais de transport se sont établis à 7,51 \$ par bep et 7,36 \$ par bep, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 (7,08 \$ par bep et 7,57 \$ par bep, respectivement, en 2021).

À Foster Creek, les frais de transport ont diminué de 15 % et de 12 % pour s'établir à 10,37 \$ par bep et à 10,13 \$ par bep, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022. Ces réductions sont principalement attribuables à la hausse des volumes de vente et à la dépendance réduite à l'égard du transport ferroviaire, annulées en partie par la hausse des tarifs. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, nous avons expédié aux États-Unis respectivement 45 % et 40 % (35 % en 2021) des volumes de Foster Creek. De ces volumes, moins de 5 % ont été expédiés par transport ferroviaire au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2022 (moins de 5 % et de 20 %, respectivement, en 2021).

À Christina Lake, les frais de transport ont augmenté de 11 % et de 3 % pour s'établir à 6,75 \$ par bep et à 6,55 \$ par bep, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022. Ces augmentations sont principalement attribuables à la hausse des tarifs.

À Sunrise, les frais de transport pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 se sont établis respectivement à 12,48 \$ par baril et à 12,82 \$ par baril (respectivement à 13,66 \$ par baril et à 12,25 \$ par baril en 2021). Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, nous avons expédié aux États-Unis respectivement 50 % et 60 % (respectivement 70 % et 50 % en 2021) des volumes de Sunrise.

Pour les actifs de production thermique de Lloydminster, les actifs de Tucker et les actifs de pétrole lourd classique de Lloydminster, les frais de transport pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 se sont établis respectivement à 3,28 \$ par baril et à 3,39 \$ par baril (respectivement à 2,78 \$ par baril et à 4,51 \$ par baril en 2021). Les actifs de Tucker ont été vendus le 31 janvier 2022. Les frais de transport unitaires ont diminué au cours du premier semestre de 2022 comparativement à la même période en 2021, puisque nous avons cessé d'expédier ces barils vers les États-Unis après le premier trimestre de 2021, car nous avons optimisé notre capacité pipelinère à la suite de l'arrangement.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 ont été les coûts du combustible, des produits chimiques, de l'électricité, de la main-d'œuvre ainsi que 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 prix de référence du gaz naturel selon l'AECO ont augmenté respectivement de 120 % et de 88 % pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 comparativement aux périodes correspondantes de 2021. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, les prix des produits chimiques et de l'électricité ont également augmenté, sous l'effet de l'accroissement des prix de référence pour le pétrole brut et le gaz naturel.

Les autres coûts unitaires à Foster Creek ont diminué au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2022 puisque l'augmentation des coûts des produits chimiques en 2022 a été plus qu'annulée par la hausse des volumes de vente en 2022 et les coûts associés aux activités de révision planifiées au deuxième trimestre de 2021.

À Christina Lake, les autres coûts unitaires ont augmenté pour le trimestre clos le 30 juin 2022, principalement en raison des coûts liés aux activités de révision. En cumul depuis le début de l'exercice, les autres coûts unitaires ont été relativement stables puisque la hausse des volumes de vente en 2022 a annulé l'incidence des activités de révision au deuxième trimestre de 2022.

Pour le trimestre et en cumul depuis le début de l'exercice, 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 d'actifs de production par méthode thermique de Lloydminster, annulée en partie par les coûts liés aux activités de révision planifiées à Sunrise au deuxième trimestre de 2021.

Charges d'exploitation unitaires¹⁾

(\$/baril) ¹⁾	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2022	Variation (%)	2021	2022	Variation (%)	2021
Foster Creek						
Carburant	6,74	71	3,95	5,71	51	3,77
Autres coûts	7,57	(8)	8,23	7,02	(8)	7,60
Total	14,31	17	12,18	12,73	12	11,37
Christina Lake						
Carburant	6,13	100	3,06	5,27	72	3,06
Autres coûts	5,64	15	4,89	5,15	1	5,09
Total	11,77	48	7,95	10,42	28	8,15
Autres – Sables bitumineux²⁾						
Carburant	9,77	149	3,92	8,31	100	4,16
Autres coûts	14,65	10	13,29	13,85	12	12,36
Total	24,42	42	17,21	22,16	34	16,52
Total	15,70	31	12,00	14,05	20	11,74

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. Les actifs de Tucker ont été vendus le 31 janvier 2022.

Prix nets opérationnels

(\$/bep)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Prix de vente ¹⁾	119,98	61,16	107,54	56,95
Redevances ¹⁾	28,94	9,55	24,18	7,96
Transport ¹⁾	7,51	7,08	7,36	7,57
Charges d'exploitation ¹⁾	15,70	12,00	14,05	11,74
Prix net opérationnel²⁾	67,83	32,53	61,95	29,68

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

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, la charge d'amortissement et d'épuisement s'est établie respectivement à 690 M\$ et à 1,3 G\$ (respectivement à 627 M\$ et à 1,2 G\$ en 2021). Cette hausse s'explique par le taux d'épuisement supérieur. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, le taux d'épuisement moyen s'est établi respectivement à 11,78 \$ par bep et à 11,93 \$ par bep (respectivement à 11,55 \$ par bep et à 11,34 \$ par bep en 2021).

HYDROCARBURES CLASSIQUES

Au deuxième trimestre de 2022, nous avons :

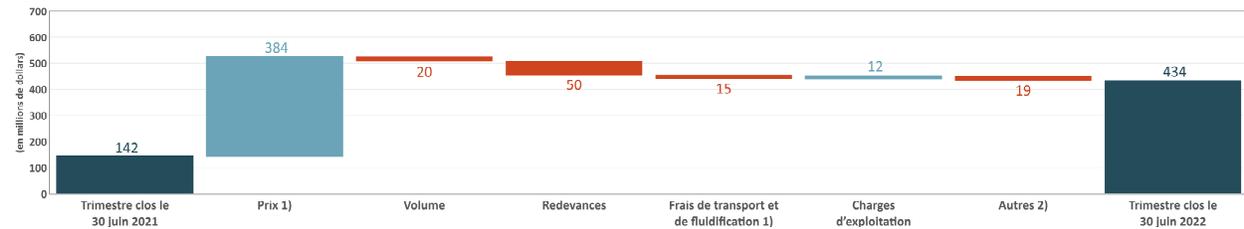
- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation pendant un autre trimestre;
- inscrit une marge d'exploitation de 434 M\$, soit une augmentation de 292 M\$ par rapport au deuxième trimestre de 2021 attribuable en grande partie à la hausse des prix de vente moyens réalisés;
- engagé des dépenses d'investissement de 33 M\$ axées sur les programmes d'achèvement et de raccordement de puits à la suite du programme de forage hivernal;
- enregistré un prix net opérationnel de 36,78 \$ le bep.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Chiffre d'affaires brut	1 079	626	2 191	1 402
Déduire : Redevances	89	39	160	63
Produits des activités ordinaires	990	587	2 031	1 339
Charges				
Marchandises achetées	390	287	996	668
Transport et fluidification	34	19	68	37
Activités d'exploitation	128	140	262	282
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	4	(1)	8	—
Marge d'exploitation	434	142	697	352
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	(1)	2	(1)	1
Amortissement et épuisement	99	102	179	210
Coûts de prospection	1	1	1	(3)
Résultat sectoriel	335	37	518	144

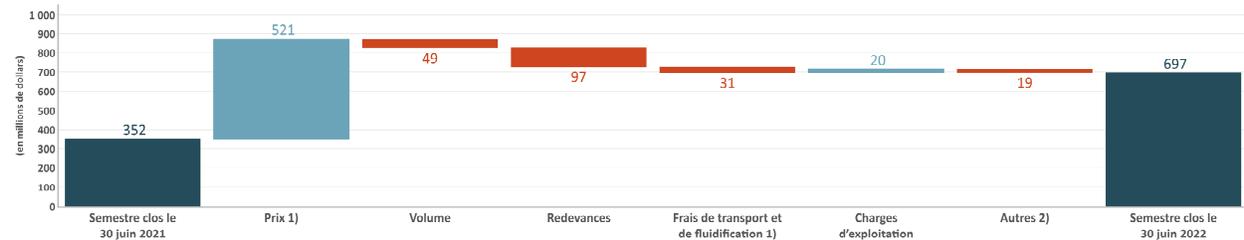
Variation de la marge d'exploitation

Trimestre clos le 30 juin 2022



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

Semestre clos le 30 juin 2022



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

Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Total – volumes de vente (kbep/j)	132,6	141,3	128,8	138,6
Prix réalisé total¹⁾ (\$/bep)	57,11	24,90	50,22	27,54
Pétrole brut léger (\$/b)	134,66	67,91	123,27	64,86
LGN (\$/b)	73,47	35,48	64,53	36,73
Gaz naturel classique (\$/kpi ³)	7,87	3,02	6,77	3,61
Production par produit				
Pétrole brut léger (Mb/j)	7,5	9,2	7,9	8,9
LGN (kb/j)	24,7	29,0	24,6	28,6
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	601,2	618,4	578,3	606,5
Total – production quotidienne (kbep/j)	132,6	141,3	128,8	138,6
Production de gaz naturel classique (% par rapport au total)	76	73	75	73
Production de pétrole brut et de LGN (% par rapport au total)	24	27	25	27
Taux de redevance réel (%)	13,6	12,7	14,5	9,5
Frais de transport¹⁾ (\$/bep)	2,97	1,51	3,07	1,49
Charges d'exploitation¹⁾ (\$/bep)	10,02	10,41	10,65	10,65
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires¹⁾ (\$/bep)	8,21	7,93	8,20	8,28

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

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, notre prix de vente réalisé total a augmenté principalement en raison de la hausse des prix de référence du pétrole brut et du gaz naturel.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, les ventes brutes comprennent un montant de 390 M\$ et de 996 M\$, respectivement, (287 M\$ et 668 M\$, respectivement, 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 trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, les produits des activités ordinaires comprennent des montants liés à des activités de traitement et de transport pour le compte de tiers de 14 M\$ et de 27 M\$, respectivement, (19 M\$ et 43 M\$, respectivement, en 2021), qui ne sont pas inclus dans nos mesures de prix unitaires ni dans nos prix nets opérationnels.

Volumes de production

Les volumes de production ont diminué au premier semestre de 2022, en raison surtout des actifs vendus au premier trimestre de 2022 et au deuxième semestre de 2021. La baisse de la production a été annulée en partie par un nombre net de 22 nouveaux puits mis en production au cours du deuxième trimestre ainsi que par la production de puits remis en exploitation ou reconditionnés.

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 pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, en raison surtout de la hausse des prix réalisés.

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. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, les frais de transport ont augmenté respectivement de 15 M\$ et de 31 M\$ comparativement aux périodes correspondantes de 2021. Les frais de transport unitaires se sont établis en moyenne à 2,97 \$ par bep et à 3,07 \$ par bep, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 (respectivement 1,51 \$ par bep et 1,49 \$ par bep en 2021).

Activités d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du deuxième trimestre et du premier semestre de 2022 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, les coûts de la main-d'œuvre ainsi que les taxes foncières et les coûts de location. Les charges d'exploitation par bep ont été relativement stables pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 comparativement aux périodes correspondantes de 2021. Le total des charges d'exploitation pour le trimestre clos le 30 juin 2022 a baissé en raison de la diminution des volumes de vente.

Prix nets opérationnels

(\$/baril)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Prix de vente ¹⁾	57,11	24,90	50,22	27,54
Redevances ¹⁾	7,34	2,98	6,83	2,50
Transport et fluidification ¹⁾	2,97	1,51	3,07	1,49
Charges d'exploitation ¹⁾	10,02	10,41	10,65	10,65
Prix net opérationnel²⁾	36,78	10,00	29,67	12,90

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

Le taux d'épuisement moyen du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2022 s'est établi respectivement à 8,21 \$ par bep et à 8,20 \$ par bep (respectivement à 7,93 \$ par bep et à 8,28 \$ par bep en 2021).

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, le total de la charge d'amortissement et d'épuisement se rapportant au secteur Hydrocarbures classiques s'est chiffré respectivement à 99 M\$ et à 179 M\$ (respectivement à 102 M\$ et à 210 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 deuxième trimestre de 2022, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation pendant un autre trimestre;
- inscrit une marge d'exploitation de 476 M\$, soit une augmentation de 136 M\$ par rapport au deuxième trimestre de 2021 attribuable en grande partie à la hausse des prix de vente moyens réalisés;
- enregistré un prix net opérationnel de 76,48 \$ par bep;
- engagé des dépenses d'investissement de 91 M\$ qui ont été consacrées principalement 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.

Le 31 mai 2022, Cenovus et ses partenaires ont annoncé la conclusion d'une entente prévoyant le redémarrage du projet West White Rose dans la région de l'Atlantique. Le redémarrage du projet devrait avoir lieu en 2023. L'entrée en production est prévue pour le premier semestre de 2026, alors que le taux de production maximal devrait atteindre environ 80 milliers de barils par jour, soit 45 milliers de barils nets par jour pour Cenovus, d'ici 2029. Une structure de redevances modifiée conclue avec le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a contribué à la décision de redémarrer le projet, ce qui fournit des garanties économiques au projet en période de faibles prix des produits de base. Selon toute attente, le solde du capital nécessaire pour mettre le projet en production est un montant net d'environ 2,0 G\$ à 2,3 G\$ pour Cenovus, dont un montant d'environ 120 M\$ devrait être engagé en 2022. Le projet est achevé à près de 65 %. À la suite de notre décision de redémarrer le projet, notre investissement au 30 juin 2022 se chiffre à environ 10 M\$.

Le 13 juin 2022, nous avons annoncé que nous vendions notre participation de 35 % dans le projet non mis en valeur de Bay du Nord dans le cadre de l'achat de la participation résiduelle de 50 % de BP Canada dans Sunrise. L'opération entre en vigueur le 1^{er} mai 2022 et devrait être conclue au cours du troisième trimestre de l'exercice.

Le projet de prolongement de la durée d'utilité de Terra Nova est en cours en Espagne et le NPSD devrait être sur place d'ici la fin de 2022.

En Indonésie, nous avons foré deux puits de mise en valeur planifiés dans le champ MDA au cours du trimestre, sur les cinq que nous prévoyons forer cette année. Les champs MBH et MDA devraient commencer à produire plus tard cette année. Les installations de production au champ MAC sont en construction et le forage de trois puits de mise en valeur devrait débiter vers la fin de 2022.

En Chine, nous avons conclu une entente qui augmentera les ventes de gaz à Lihua 29-1 pour la durée du contrat. Cela compensera en partie la réduction des ventes de gaz naturel sous contrat de Liwan 3-1, en raison de la conclusion d'une modification qui a temporairement augmenté les volumes des ventes.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin					
	2022			2021		
	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	351	207	558	308	119	427
Déduire : Redevances	18	(16)	2	16	9	25
	333	223	556	292	110	402
Charges						
Transport et fluidification	—	4	4	—	3	3
Activités d'exploitation	29	47	76	24	35	59
Marge d'exploitation¹⁾	304	172	476	268	72	340
Amortissement et épuisement			159			117
Coûts de prospection			10			1
Quote-part revenant à la société du résultat net des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			(6)			(12)
Résultat sectoriel			313			234

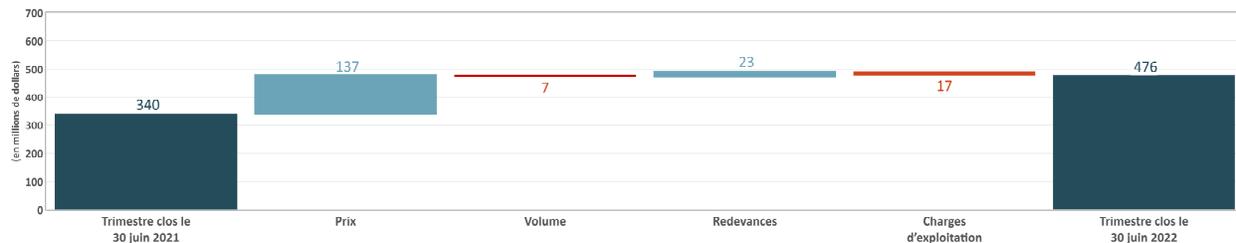
1) La marge d'exploitation de la région Asie-Pacifique et de la région de l'Atlantique est une mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

(en millions de dollars)	Semestres clos les 30 juin					
	2022			2021		
	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	746	379	1 125	629	229	858
Déduire : Redevances	40	(6)	34	33	17	50
	706	385	1 091	596	212	808
Charges						
Transport et fluidification	—	8	8	—	7	7
Activités d'exploitation	56	93	149	46	71	117
Marge d'exploitation¹⁾	650	284	934	550	134	684
Amortissement et épuisement			309			242
Coûts de prospection			25			—
Quote-part revenant à la société du résultat net des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			(10)			(24)
Résultat sectoriel			610			466

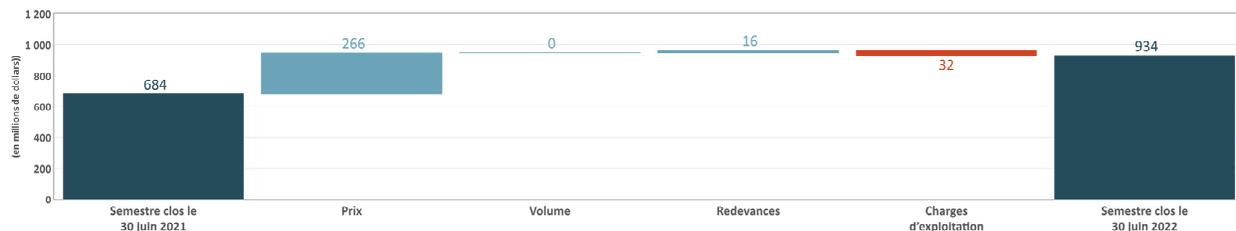
1) La marge d'exploitation de la région Asie-Pacifique et de la région de l'Atlantique est une mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

Variation de la marge d'exploitation

Trimestre clos le 30 juin 2022



Semestre clos le 30 juin 2022



Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Total – volumes de vente (kbep/j)	72,3	73,0	74,8	74,4
Région de l'Atlantique	15,5	15,2	15,1	15,1
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾	56,8	57,8	59,7	59,3
Prix réalisé total²⁾ (\$/bep)	95,16	71,70	92,74	71,20
Région de l'Atlantique - Pétrole brut léger (\$/b)	146,38	86,07	138,92	83,75
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾ (\$/bep)	81,16	67,93	81,09	68,01
LGN (\$/b)	120,75	72,55	115,33	71,07
Gaz naturel classique (\$/kpi ³⁾)	11,76	11,12	12,00	11,20
Production par produit				
Région de l'Atlantique - Pétrole brut léger (kb/j)	13,3	15,2	13,5	16,1
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾				
LGN (kb/j)	12,0	12,1	12,6	12,5
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	269,0	274,1	283,2	280,7
Total – Région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)	56,8	57,8	59,7	59,3
Total – production quotidienne (kbep/j)	70,1	73,0	73,2	75,4
Taux de redevance réel (%)				
Région de l'Atlantique	(8,0)	7,6	(1,6)	7,3
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾	13,1	5,9	11,9	6,2
Charges d'exploitation²⁾ (\$/bep)	12,27	9,64	11,94	9,50
Région de l'Atlantique	30,57	25,24	33,22	25,89
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾	7,27	5,56	6,58	5,35
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires²⁾ (\$/bep)	30,11	25,14	29,98	25,57

1) Les volumes de vente présentés, les valeurs unitaires connexes et les taux de redevance reflètent la participation de 40 % de Cenovus dans le projet gazier Madura-BD. Les produits et charges liés à la coentreprise HCML sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence dans les 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 vendu 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 et du semestre clos le 30 juin 2022 comparativement aux périodes correspondantes de 2021, 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 au deuxième trimestre de 2022 a été relativement stable par rapport à 2021 puisque la forte demande en Chine en 2022 et le recul de la production en 2021 en raison des activités de maintenance planifiées en Chine et en Indonésie ont été annulés en partie par les activités de maintenance planifiées au bloc 29/26 en Chine en 2022.

La production dans la région de l'Asie-Pacifique au premier semestre de 2022 a été relativement stable par rapport à 2021 en raison des facteurs susmentionnés. De plus, nous avons achevé au premier trimestre de 2022 les activités de maintenance planifiées au NPSD en Indonésie.

La production dans la région de l'Atlantique a légèrement diminué au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2022 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. Les taux de redevance réels pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 étaient respectivement de 13,1 % et de 11,9 % (respectivement de 5,9 % et de 6,2 % en 2021). La hausse des taux de redevance réels en 2022 s'explique par le recouvrement total des coûts de mise en valeur du projet gazier Madura-BD au troisième trimestre de 2021.

Les redevances du champ White Rose sont fondées sur une entente modifiée conclue entre nos partenaires directs et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. Nous payons, rétroactivement au 1^{er} janvier 2022, une redevance de base de 1,0 % sur le chiffre d'affaires brut du champ White Rose et de 1,0 % sur le chiffre d'affaires brut des extensions satellites. Les taux de redevance réels pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 étaient respectivement un taux négatif de 8,0 % et un taux négatif de 1,6 % (respectivement 7,6 % et 7,3 % en 2021). Les résultats du trimestre clos le 30 juin 2022 comprennent un ajustement total depuis le début de l'exercice pour rendre compte du régime de redevances modifié.

Charges

Activités d'exploitation

Les principales composantes de nos charges d'exploitation dans la région de l'Asie-Pacifique au premier semestre 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 augmenté, principalement en raison des activités de maintenance planifiées au bloc 29/26 en Chine au deuxième trimestre.

Les principales composantes des charges d'exploitation dans la région de l'Atlantique au premier semestre 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 principalement en raison de la hausse des prix du carburant ainsi que des coûts plus élevés au titre des réparations et de la maintenance.

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 30 juin 2022			
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Atlantique (\$/b)	Total – production extracôtière
Prix de vente ²⁾	82,25	76,06	146,38	95,16
Redevances ²⁾	4,44	39,69	(11,50)	5,89
Transport et fluidification ²⁾	—	—	2,40	0,52
Charges d'exploitation ²⁾	5,89	13,70	30,57	12,27
Prix net opérationnel³⁾	71,92	22,67	124,91	76,48

(\$/bep, sauf indication contraire)	Trimestre clos le 30 juin 2021			
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Atlantique (\$/b)	Total – production extracôtière
Prix de vente ²⁾	69,04	61,79	86,07	71,70
Redevances ²⁾	3,71	5,81	6,56	4,56
Transport et fluidification ²⁾	—	—	2,10	0,44
Charges d'exploitation ²⁾	4,96	8,87	25,24	9,64
Prix net opérationnel³⁾	60,37	47,11	52,17	57,06

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

(\$/bep, sauf indication contraire)	Semestre clos le 30 juin 2022			
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Atlantique (\$/b)	Total – production extracôtière
Prix de vente ²⁾	82,16	75,47	138,92	92,74
Redevances ²⁾	4,44	37,10	(2,20)	7,27
Transport et fluidification ²⁾	—	—	2,93	0,59
Charges d'exploitation ²⁾	5,24	13,61	33,22	11,94
Prix net opérationnel³⁾	72,48	24,76	104,97	72,94

(\$/bep, sauf indication contraire)	Semestre clos le 30 juin 2021			
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Atlantique (\$/b)	Total – production extracôtière
Prix de vente ²⁾	69,25	61,22	83,75	71,20
Redevances ²⁾	3,71	7,07	6,13	4,61
Transport et fluidification ²⁾	—	—	2,46	0,50
Charges d'exploitation ²⁾	4,83	8,17	25,89	9,50
Prix net opérationnel³⁾	60,71	45,98	49,27	56,59

1) Les volumes de vente présentés, les valeurs unitaires connexes et les taux de redevance reflètent la participation de 40 % de Cenovus dans le projet gazier Madura-BD. Les produits et charges liés à la coentreprise HCML sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence dans les 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 trimestre et le semestre clos les 30 juin 2022, le total de la charge d'amortissement et d'épuisement se rapportant au secteur Production extracôtière s'est chiffré respectivement à 159 M\$ et à 309 M\$ (respectivement à 117 M\$ et à 242 M\$ en 2021). L'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement a subi le contrecoup des réductions de valeur d'actifs au deuxième trimestre. Le taux d'épuisement moyen du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2022 s'est établi à 30,11 \$ par bep et à 29,98 \$ par bep (25,14 \$ par bep et 25,57 \$ par bep en 2021).

SECTEURS EN AVAL

FABRICATION AU CANADA

Au deuxième trimestre de 2022, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation pendant un autre trimestre;
- achevé des activités de révision planifiées à l'usine de valorisation de Lloydminster et à la raffinerie de Lloydminster;
- obtenu un taux d'utilisation combiné moyen du brut de 73 % à l'usine de valorisation de Lloydminster et à la raffinerie de Lloydminster;
- inscrit une marge d'exploitation de 47 M\$, soit une baisse de 142 M\$ par rapport au deuxième trimestre de 2021 attribuable à l'incidence des activités de maintenance et de révision sur les volumes de vente et les charges d'exploitation, annulée en partie par la hausse des marges de raffinage.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Produits des activités ordinaires	1 521	1 088	2 565	1 894
Marchandises achetées	1 296	807	2 100	1 438
Marge brute¹⁾	225	281	465	456
Charges				
Transport et fluidification	(2)	—	—	—
Activités d'exploitation	180	92	304	185
Marge d'exploitation	47	189	161	271
Amortissement et épuisement	64	43	106	86
Résultat sectoriel	(17)	146	55	185

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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Capacité de production de pétrole brut (kb/j)	110,5	110,5	110,5	110,5
Usine de valorisation de Lloydminster (kb/j)	81,5	81,5	81,5	81,5
Raffinerie de Lloydminster (kb/j)	29,0	29,0	29,0	29,0
Production de pétrole brut (kb/j)	80,9	103,5	89,4	104,8
Usine de valorisation de Lloydminster (kb/j)	64,6	76,1	67,6	77,2
Raffinerie de Lloydminster (kb/j)	16,3	27,4	21,8	27,6
Taux d'utilisation du pétrole brut¹⁾ (%)	73	94	81	95
Production de produits raffinés (kb/j)	80,0	104,7	89,7	106,1
Volumes de vente²⁾ (kb/j)	88,4	110,4	93,7	110,1
Différentiel de valorisation³⁾	26,47	16,53	23,44	15,22
Marge de raffinage⁴⁾ (\$/b)	25,04	17,19	23,50	16,37
Usine de valorisation de Lloydminster (\$/b)	25,79	16,90	25,06	16,77
Raffinerie de Lloydminster (\$/b)	22,08	18,03	18,67	15,22
Charges d'exploitation unitaires⁵⁾ (\$/b)	19,93	7,57	15,05	7,40
Activités de transport ferroviaire de pétrole brut				
Volumes de chargement ⁶⁾ (kb/j)	—	3,1	1,5	12,3
Production d'éthanol (milliers de litres/j)	728,5	649,0	750,8	523,5

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

2) Provenant de l'usine de valorisation de Lloydminster et de la raffinerie de Lloydminster.

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

4) Renferme une mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion. Les produits des activités ordinaires de l'usine de valorisation de Lloydminster pour le trimestre et le semestre se sont chiffrés respectivement à 898 M\$ et à 1,7 G\$ (respectivement à 601 M\$ et à 1,1 G\$ en 2021). Les produits des activités ordinaires de la raffinerie de Lloydminster pour le trimestre et le semestre à l'étude se sont chiffrés respectivement à 243 M\$ et à 427 M\$ (respectivement à 197 M\$ et à 333 M\$ en 2021).

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

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

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2022, la production de pétrole brut s'est établie respectivement à 80,9 milliers de barils par jour et à 89,4 milliers de barils par jour (respectivement à 103,5 milliers de barils par jour et à 104,8 milliers de barils par jour en 2021). Le recul s'explique par les activités de révision planifiées à l'usine de valorisation de Lloydminster et à la raffinerie de Lloydminster achevées au deuxième trimestre de 2022. De plus, des interruptions de maintenance non planifiées ont eu lieu à l'usine de valorisation de Lloydminster au premier trimestre de 2022.

Produits des activités ordinaires et marge brute

Les activités de l'usine de valorisation de Lloydminster 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 en grande partie 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 s'approvisionne en charge d'alimentation en pétrole brut principalement à même notre production par méthode thermique de Lloydminster. La raffinerie de Lloydminster s'approvisionne en charge d'alimentation en pétrole brut à même notre production par méthode thermique de Lloydminster et notre production de pétrole brut classique à Lloydminster.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, les produits des activités ordinaires ont progressé respectivement de 433 M\$ et de 671 M\$ pour atteindre respectivement 1,5 G\$ et 2,6 G\$, surtout en raison de la hausse des prix de référence du pétrole brut synthétique et des prix de l'asphalte et des produits industriels. Ces hausses ont été annulées en partie par le recul des volumes de vente de l'usine de valorisation de Lloydminster et de la raffinerie de Lloydminster en raison des activités de révision planifiées.

La marge brute s'est repliée de 56 M\$ d'un trimestre à l'autre pour s'établir à 225 M\$ au deuxième trimestre de 2022, principalement en raison du règlement, au deuxième trimestre de 2021, d'un contrat d'achat ferme avec un client d'environ 55 M\$ relatif au terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim et du recul des volumes de vente de l'usine de valorisation de Lloydminster et de la raffinerie de Lloydminster. Cette baisse a été en partie annulée par la hausse du différentiel de valorisation et des marges supérieures sur l'asphalte et les produits industriels.

La marge brute a été relativement stable au premier semestre de 2022 comparativement à 2021 puisque la hausse du différentiel de valorisation et les marges supérieures sur l'asphalte et les produits industriels ont été en partie annulées par le règlement du contrat d'achat ferme en 2021 et la baisse des volumes de vente de l'usine de valorisation de Lloydminster et la raffinerie de Lloydminster.

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 deuxième trimestre de 2022 ont été les coûts de la main-d'œuvre, les coûts des réparations et de la maintenance ainsi que les coûts de l'énergie. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, les charges d'exploitation totales et unitaires ont augmenté compte tenu des activités de révision planifiées à l'usine de valorisation de Lloydminster et 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 et le semestre clos le 30 juin 2022, la charge d'amortissement et d'épuisement liée à la Fabrication au Canada s'est établie respectivement à 64 M\$ et à 106 M\$ (respectivement à 43 M\$ et à 86 M\$ en 2021). L'accroissement de la charge d'amortissement et d'épuisement a été touché par des réductions de valeur d'actifs au deuxième trimestre.

FABRICATION AUX ÉTATS-UNIS

Au deuxième trimestre de 2022, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation pendant un autre trimestre;
- poursuivi les préparatifs en vue de la remise en service de la raffinerie de Superior;
- achevé les activités de révision planifiées aux raffineries de Wood River et de Borger;
- entrepris d'importantes activités de révision planifiées à la raffinerie de Toledo, qui étaient pour l'essentiel achevées en juillet;
- atteint un taux d'utilisation du pétrole brut de 75 % et une production de pétrole brut de 376,4 milliers de barils par jour;
- dégagé une marge d'exploitation de 793 M\$, une augmentation de 697 M\$ par rapport à 2021, en raison surtout de l'accroissement marqué des marges de craquage sur le marché;
- engagé des dépenses d'investissement de 267 M\$ qui ont visé principalement la reconstruction de la raffinerie de Superior, des projets de fiabilité aux raffineries de Wood River, de Borger et de Toledo ainsi que des projets d'optimisation du rendement à la raffinerie de Wood River.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021 ¹⁾
Produits des activités ordinaires	8 474	4 729	14 983	8 166
Marchandises achetées	6 939	4 229	12 421	7 149
Marge brute¹⁾	1 535	500	2 562	1 017
Charges				
Activités d'exploitation	655	394	1 149	799
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	87	10	197	31
Marge d'exploitation	793	96	1 216	187
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	(41)	23	(14)	33
Amortissement et épuisement	83	103	168	217
Résultat sectoriel	751	(30)	1 062	(63)

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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Capacité de production de pétrole brut (kb/j)	502,5	502,5	502,5	502,5
Raffinerie de Lima	175,0	175,0	175,0	175,0
Raffinerie de Toledo ¹⁾	80,0	80,0	80,0	80,0
Raffineries de Wood River et de Borger ¹⁾	247,5	247,5	247,5	247,5
Production de pétrole brut (kb/j)	376,4	435,5	390,0	399,4
Raffinerie de Lima	159,4	160,9	147,8	142,9
Raffinerie de Toledo ¹⁾	27,0	65,7	49,5	66,9
Raffineries de Wood River et de Borger ¹⁾	190,0	208,9	192,7	189,6
Production par produit (kb/j)				
Pétrole brut lourd	106,5	136,7	130,1	127,5
Pétrole brut léger et moyen	269,9	298,8	259,9	271,9
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	75	87	78	79
Volumes de vente (kb/j)	392,4	419,2	411,4	415,8
Marge de raffinage^{2), 3)} (\$/b)	44,81	12,59	36,29	14,06
Charges d'exploitation unitaires^{3), 4)} (\$/b)	19,13	9,96	16,28	11,06

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.

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2022, le taux d'utilisation du pétrole brut a été respectivement de 75 % et de 78 % (respectivement de 87 % et de 79 % en 2021). La diminution d'un trimestre à l'autre est principalement attribuable à l'incidence des activités de révision planifiées aux raffineries non exploitées de Wood River, de Borger et de Toledo, qui a été plus marquée que celle des interruptions planifiées et non planifiées au deuxième trimestre de 2021. D'un exercice à l'autre, le taux d'utilisation du pétrole brut a été relativement stable, puisque l'incidence des activités de révision et des interruptions non planifiées en 2022 ont été contrées en partie par la hausse de la production compte tenu des meilleures conditions du marché en 2022 et des interruptions non planifiées en 2021.

La raffinerie de Lima a affiché un bon rendement au cours du trimestre avec un taux d'utilisation du pétrole brut de 91 %, en dépit des interruptions sur le pipeline qui achemine les matières premières à la raffinerie. Au premier trimestre de 2022, des pannes d'équipement imprévues temporaires ont eu une incidence sur la production et les taux de production ont été réduits au début du trimestre en raison de l'amenuisement des marges de craquage sur le marché.

À la raffinerie de Toledo, nous avons entrepris d'importantes activités de révision planifiées au cours du trimestre, qui étaient pour l'essentiel achevées en juillet. Au premier trimestre de 2022, la production a été optimisée conformément à la demande du marché, puis elle a été réduite en raison d'interruptions non planifiées provisoires.

Aux raffineries de Wood River et de Borger, les activités de révision planifiées ont commencé en mars 2022 et se sont terminées au deuxième trimestre, ce qui a entraîné des répercussions sur la production. Les activités de révision à Wood River ont été retardées en raison du temps froid, ce qui a entraîné une pénurie de main-d'œuvre et des dépassements de coûts. Au début du premier 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.

Produits des activités ordinaires et marge brute

Les marges de craquage sur le marché ne reflètent pas exactement la configuration et la production de nos raffineries, mais elles sont utilisées comme indicateur général du marché. 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 WTI crée un avantage relativement au coût 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 3,7 G\$ et de 6,8 G\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, par rapport aux périodes correspondantes de 2021. Les augmentations s'expliquent essentiellement par la hausse marquée des prix de référence des produits raffinés, en partie annulées par la baisse des volumes de vente.

La marge brute a progressé de 1,0 G\$ et de 1,5 G\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, par rapport aux périodes correspondantes de 2021. Les augmentations sont en grande partie attribuables à l'amélioration marquée des marges de craquage sur le marché, partiellement compensées par une baisse des volumes de vente.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, le coût des NIR s'est établi respectivement à 271 M\$ et à 504 M\$ (305 M\$ et 485 M\$, respectivement, en 2021). Les prix des NIR se sont établis en moyenne à 7,80 \$ US le baril et à 7,12 \$ US le baril, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 (8,12 \$ US le baril et 6,80 \$ US le baril, respectivement, en 2021).

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2022, nous avons subi des pertes liées à la gestion des risques réalisées de 87 M\$ et de 197 M\$, respectivement, dont un montant de 36 M\$ a trait à la liquidation anticipée de positions sur le WTI au deuxième trimestre. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, des profits latents de 41 M\$ et de 14 M\$, respectivement, ont été constatés au titre des instruments financiers liés au pétrole brut principalement en raison de réalisation de positions nettes.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2022 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, de la main-d'œuvre et de l'énergie.

Les charges d'exploitation ont augmenté de 261 M\$ et de 350 M\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, par rapport aux périodes correspondantes de 2021. L'augmentation est principalement attribuable à l'incidence des activités de révision planifiées aux raffineries de Wood River, de Borger et de Toledo, cumulée à l'accroissement du coût des services publics ainsi qu'au coût des travaux de réparation et de maintenance supplémentaires à la raffinerie de Superior.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, les charges d'exploitation unitaires ont augmenté de 9,17 \$ par baril de pétrole brut et de 5,22 \$ par baril de pétrole brut, respectivement. Cette hausse est principalement attribuable aux facteurs susmentionnés, cumulés à la baisse de la production de pétrole brut.

Amortissement et épuisement

La charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Fabrication aux États-Unis s'est établie à 83 M\$ et à 168 M\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022 (103 M\$ et 217 M\$, respectivement, en 2021). La diminution de la charge d'amortissement en 2022 s'explique par les pertes de valeur comptabilisées au quatrième trimestre de 2021, lorsque les raffineries de Lima, de Wood River et de Borger ont réduit les montants disponibles aux fins d'épuisement.

VENTE

Au 30 juin 2022, on comptait 511 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 de l'opération est actuellement prévue pour le troisième trimestre de 2022. Nous conserverons 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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Chiffre d'affaires brut	849	501	1 543	948
Marchandises achetées	811	466	1 471	883
Marge brute¹⁾	38	35	72	65
Charges				
Activités d'exploitation	31	29	58	48
Marge d'exploitation	7	6	14	17
Amortissement et épuisement	8	13	16	25
Résultat sectoriel	(1)	(7)	(2)	(8)

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 semestre clos le 30 juin 2022 s'élevait à 6 M\$ (7 M\$ pour le semestre clos le 30 juin 2021).

Sommaire des résultats d'exploitation

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Volume de vente de carburant, y compris en gros				
Ventes de carburant (millions de litres/j)	6,4	6,7	6,5	6,6
Ventes de carburant par point de vente (milliers de litres/j)	12,6	12,5	12,7	12,3

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 et du semestre clos le 30 juin 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 et le semestre clos le 30 juin 2022, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Vente s'est établie respectivement à 8 M\$ et à 16 M\$ (respectivement à 13 M\$ et à 25 M\$ en 2021). Les actifs détenus en vue de la vente ne font pas l'objet d'amortissement.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, les activités au titre de la gestion des risques à l'échelle de la société ont donné lieu à :

- des profits latents de 16 M\$ et des pertes latentes de 2 M\$, respectivement, liés à la gestion des risques aux termes des contrats d'énergie renouvelable et des contrats de gestion des risques de change (pertes de 2 M\$ et profits de 14 M\$, respectivement, en 2021);
- des pertes réalisées liées à la gestion des risques de change de 14 M\$ et de 7 M\$, respectivement, aux termes des contrats de gestion des risques de change (pertes de 1 M\$ et de 92 M\$, respectivement, 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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Frais généraux et frais d'administration	218	170	417	333
Charges financières	195	232	424	476
Produit d'intérêts	(8)	(3)	(23)	(7)
Coûts d'intégration	28	34	52	257
(Profit) perte de change, montant net	192	(172)	90	(289)
Réévaluation du paiement conditionnel	15	249	251	436
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(62)	(60)	(304)	(72)
Autres (produits) charges, montant net	(38)	(29)	(408)	(101)
	540	421	499	1 033

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 et le semestre clos le 30 juin 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 de nos 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 et à 24,49 \$ le 30 juin 2022.

Charges financières

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, les charges financières ont diminué de 37 M\$ et de 52 M\$, respectivement, par rapport aux périodes correspondantes de 2021, principalement en raison de la baisse de la dette à long terme moyenne. Se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » pour un complément d'information.

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2022, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette s'est établi à 4,7 % (4,6 % pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021).

Coûts d'intégration

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, nous avons engagé des coûts d'intégration de 28 M\$ et de 52 M\$, respectivement, par suite de l'arrangement, compte non tenu des dépenses d'investissement (respectivement 34 M\$ et 257 M\$ en 2021). Les coûts d'intégration ont diminué en 2022, puisque les activités d'intégration prennent peu à peu fin en 2022.

Au cours du premier semestre de 2022, nous avons engagé des coûts d'intégration totaux¹⁾ de 56 M\$, qui comprennent les dépenses d'investissement (291 M\$ en 2021). Nous prévoyons engager entre 100 M\$ et 150 M\$ tout au long de l'exercice, alors que les travaux d'intégration se poursuivent.

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

Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
(Profit) perte de change latent	260	(192)	121	(331)
(Profit) perte de change réalisé	(68)	20	(31)	42
	<u>192</u>	<u>(172)</u>	<u>90</u>	<u>(289)</u>

Au deuxième trimestre de 2022 et en cumul depuis le début de l'exercice, des pertes de change latentes de 260 M\$ et de 121 M\$, respectivement, ont été comptabilisés principalement par suite de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Des profits de change réalisés de 68 M\$ et de 31 M\$, respectivement, ont été comptabilisés relativement au rachat de billets non garantis et au fonds de roulement.

Réévaluation du paiement conditionnel

Le paiement conditionnel relativement à l'acquisition auprès de ConocoPhillips Company et certaines de ses filiales d'une participation de 50 % dans FCCL Partnership a pris fin le 17 mai 2022. Le paiement trimestriel était de 6 M\$ pour chaque dollar en excédent du prix du WCS de 52 \$ le baril.

Au 30 juin 2022, un montant de 177 M\$ était exigible aux termes de l'entente. Ce paiement final aux termes de l'entente a été effectué en juillet 2022.

Autres (produits) charges, montant net

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, les autres produits se sont accrus respectivement de 9 M\$ et de 307 M\$. Ces augmentations s'expliquent principalement par ce qui suit :

- le produit d'assurance de 269 M\$ lié à la reconstruction de la raffinerie de Superior au premier semestre de 2022, comparativement au produit d'assurance lié à l'interruption des activités de 45 M\$ en 2021;
- le produit d'assurance au premier semestre de 2022 relativement à un incident survenu en 2018 dans la région de l'Atlantique.

(Profit) perte à la sortie d'actifs

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, nous avons comptabilisé un profit à la sortie d'actifs de 62 M\$ et de 304 M\$, respectivement, (60 M\$ et 72 M\$, respectivement, en 2021) en raison de la réalisation de la vente de nos actifs de Tucker et de Wembly au premier trimestre de 2022 et de la sortie d'actifs représentant 12,5 % de notre participation dans le champ White Rose et ses extensions satellites au deuxième trimestre de 2022.

Amortissement et épuisement

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, la charge d'amortissement et d'épuisement s'est établie respectivement à 29 M\$ et à 59 M\$ (respectivement à 31 M\$ et à 62 M\$ en 2021).

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Charge d'impôt exigible				
Canada	570	2	937	14
États-Unis	261	—	281	—
Région de l'Asie-Pacifique	71	47	109	81
Autres pays	—	—	—	1
Charge (produit) d'impôt exigible	902	49	1 327	96
Charge (produit) d'impôt différé	(61)	63	57	90
Total de la charge (du produit) d'impôt	841	112	1 384	186

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

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 à 2021 et à la disponibilité de déductions fiscales pour le calcul du revenu imposable.

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 pour plusieurs raisons, y compris, sans s'y limiter, les taux différents d'un territoire de compétences à l'autre, des écarts de change non imposables, des ajustements au titre des modifications des taux d'imposition et d'autres dispositions des lois fiscales.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Le 27 avril 2022, 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 ou 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 est d'environ 1,0 x en creux de cycle.

Nous prévoyons 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. Cela comprend des prélèvements sur nos facilités de crédit engagées, nos facilités remboursables à vue non engagées et d'autres occasions commerciales ou financières. 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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation	2 979	1 369	4 344	1 597
Activités d'investissement	(791)	(424)	(454)	(220)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	2 188	945	3 890	1 377
Activités de financement	(2 011)	(717)	(3 104)	(678)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en devises	117	(46)	34	(22)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	294	182	820	677
			30 juin	31 décembre
(en millions de dollars)			2022	2021
Trésorerie et équivalents de trésorerie			3 693	2 873
Dette totale			11 228	12 464

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour le trimestre clos le 30 juin 2022, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont augmenté en regard de 2021 en raison de la hausse de la marge d'exploitation. Pour le premier semestre de 2022, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont augmenté en regard de 2021 en raison de la hausse de la marge d'exploitation et de la diminution des coûts d'intégration. Ces augmentations ont été contrebalancées en partie par les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement.

Compte non tenu du paiement conditionnel ainsi que des actifs et des passifs détenus en vue de la vente, notre fonds de roulement ajusté s'élevait à 6,1 G\$ au 30 juin 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 deuxième trimestre de 2022 par rapport à 2021, principalement en raison des dépenses d'investissement plus élevées en 2022 et du paiement lié à la sortie d'actifs représentant 12,5 % de notre participation dans le champ White Rose et ses extensions satellites. Cette hausse a été annulée en partie par les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et le produit en trésorerie de 110 M\$ à la vente de notre investissement résiduel dans Headwater Exploration Inc. au deuxième trimestre.

Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont augmenté au premier semestre de 2022 par rapport à 2021, surtout en raison des dépenses d'investissement plus élevées en 2022 et de la trésorerie acquise dans le cadre de l'arrangement en 2021. Cette hausse a été en partie annulée par le produit de la sortie d'actifs plus élevé en 2022 et la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Au deuxième trimestre, nous avons versé un montant de 750 M\$ pour racheter la totalité de nos billets non garantis à 3,55 %. Un escompte net au remboursement de 32 M\$ a été comptabilisé dans les charges financières. De plus, nous avons remboursé un montant de 63 M\$ sur nos emprunts à court terme.

Au cours du premier semestre de 2022, nous avons versé un montant de 402 M\$ US pour racheter le solde de nos billets non garantis d'un capital de 384 M\$ US et nous avons racheté les billets non garantis d'un montant de 750 M\$ susmentionnés. De plus, nous avons remboursé un montant de 79 M\$ sur nos emprunts à court terme.

Au cours du semestre clos le 30 juin 2022, la société a racheté 68 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités. Les actions ont été rachetées au cours moyen pondéré en fonction du volume de 21,89 \$ par action ordinaire pour un montant total de 1,5 G\$. Les actions ordinaires ont par la suite été annulées.

Fonds provenant de l'exploitation ajustés, fonds provenant de l'exploitation disponibles et excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés constituent une mesure financière hors PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer la capacité d'une entreprise de financer ses programmes d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières. 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. L'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles est une mesure financière hors PCGR qui permet à la société de procurer des rendements aux actionnaires et d'affecter des capitaux conformément à nos modalités de rendement pour les actionnaires. L'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles est une nouvelle mesure utilisée depuis le 30 juin 2022.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 979	1 369	4 344	1 597
(Ajouter) déduire :				
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(27)	(18)	(46)	(29)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(92)	(430)	(1 291)	(1 332)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	3 098	1 817	5 681	2 958
Dépenses d'investissement	822	534	1 568	1 081
Fonds provenant de l'exploitation disponibles	2 276	1 283	4 113	1 877
(Ajouter) déduire :				
Dividendes de base versés sur les actions ordinaires	(207)	(36)	(276)	(71)
Dividendes sur les actions ordinaires	(8)	(8)	(17)	(17)
Règlement de passifs relatifs au démantèlement	(27)	(18)	(46)	(29)
Remboursement du capital des contrats de location	(75)	(77)	(150)	(152)
Coûts d'acquisition	(1)	—	(1)	(7)
Produit de la sortie d'actifs, montant net	62	100	1 012	105
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles	2 020	1 244	4 635	1 706

Dettes à long terme et dette totale

Au 30 juin 2022, la dette totale et la dette à long terme, y compris la partie courante, s'établissaient à 11,2 G\$ (12,5 G\$ et 12,4 G\$, respectivement, au 31 décembre 2021). La diminution de la dette totale et de la dette à long terme est attribuable au rachat de nos billets non garantis de 750 M\$ au deuxième trimestre et au rachat de nos billets non garantis de 384 M\$ US au premier trimestre.

Au 30 juin 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 30 juin 2022 :

(en millions de dollars)	Échéance	Montant disponible
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Sans objet	3 693
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	1 021
WRB Refining LP ³⁾	Sans objet	290
Société en commandite Sunrise Oil Sands ⁴⁾	Sans objet	5

1) Au 30 juin 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 1,4 G\$ qui peut être prélevé à des fins générales ou un montant de 1,9 G\$ qui peut servir à l'émission de lettres de crédit. Au 30 juin 2022, les lettres de crédit émises totalisaient 514 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 30 juin 2022, aucun montant n'était prélevé sur ces facilités.

4) Représente la tranche de 50 % de Cenovus, qui peut servir à des fins générales. Aucun montant n'avait été prélevé sur cette facilité de crédit remboursable à vue au 30 juin 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 30 juin 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 2,0 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)	(750)
Au 30 juin 2022	7 001	2 000

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 30 juin 2022, des émissions de 4,7 G\$ peuvent encore être effectuées aux termes du prospectus préalable de base (4,7 G\$ 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. Se reporter à la note 18 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

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, la réduction de valeur au titre des 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 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. Ces ratios sont utilisés pour gérer la dette globale de Cenovus et servent de mesures de la santé financière générale de la société.

	30 juin 2022	31 décembre 2021
Ratio dette nette/capitaux permanents (%)	22	29
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés (fois)	0,8	1,3
Ratio dette nette/BAIIA ajusté (fois)	0,6	1,2

Nos cibles de ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et de ratio dette nette/BAIIA ajusté 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, à notre avis. 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 30 juin 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 et du solide résultat net de 4,1 G\$ pour le semestre clos le 30 juin 2022.

Notre ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et notre ratio dette nette/BALIA 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 semestre 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.

Capital social et régimes de rémunération fondée sur des actions

Au 30 juin 2022, environ 1 950 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 23 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

En novembre 2021, nous avons mis en œuvre une offre de rachat dans le cours normal des activités visant à racheter un maximum de 146,5 millions d'actions ordinaires de la société jusqu'au 8 novembre 2022. Au cours des six premiers mois de 2022, Cenovus a racheté et annulé 68 millions d'actions ordinaires en contrepartie de 1,5 G\$ (17 millions d'actions ordinaires en contrepartie de 265 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021). Les actions ont été rachetées au cours moyen pondéré de 21,89 \$ par action ordinaire. Entre le 1^{er} juillet 2022 et le 27 juillet 2022, Cenovus a racheté une autre tranche de 19 millions d'actions ordinaires en contrepartie de 425 M\$. Entre la mise en œuvre de l'offre de rachat dans le cours normal des activités et le 27 juillet 2022, Cenovus a racheté 104 millions d'actions ordinaires en contrepartie de 2,2 G\$.

Au 30 juin 2022, environ 59 millions de 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 1^{er} janvier 2026. Se reporter à la note 23 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Se reporter à la note 25 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information au sujet de nos régimes d'options sur actions, de notre régime d'unités d'actions liées au rendement, de notre régime d'unités d'actions de négociation restreinte et de notre régime d'unités d'actions différées.

Nos actions en circulation se présentent comme suit :

	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
Au 26 juillet 2022		
Actions ordinaires	1 931 091	s. o.
Bons de souscription d'actions ordinaires	58 544	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	20 540	11 100
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	17 038	1 605

Dividendes sur les actions ordinaires

Au deuxième trimestre de 2022, nous avons versé des dividendes de base de 207 M\$, soit 0,1050 \$ par action ordinaire (36 M\$, soit 0,0175 \$ par action ordinaire, en 2021). Au premier semestre de 2022, nous avons versé des dividendes de base de 276 M\$, soit 0,1400 \$ par action ordinaire (71 M\$, soit 0,350 \$ par action ordinaire, en 2021).

Le conseil d'administration de la société a déclaré un dividende de base au troisième trimestre de 0,105 \$ par action ordinaire, payable le 29 septembre 2022 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 septembre 2022.

La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration de Cenovus et réexaminée tous les trimestres.

Dividendes sur les actions privilégiées rachetables par anticipation à dividende cumulatif

Des dividendes d'un montant de 8 M\$ et 17 M\$, respectivement, ont été versés sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7 pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 au troisième trimestre de 9 M\$ sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7, payable le 3 octobre 2022 aux porteurs d'actions privilégiées inscrits le 15 septembre 2022.

Décisions relatives aux dépenses d'investissement

Le programme d'investissement de 2022 devrait se situer entre 3,3 G\$ et 3,7 G\$. Nos dépenses d'investissement futures sont axées sur le maintien d'activités d'exploitation fiables et sûres, et visent aussi à positionner la société de manière à accroître la valeur pour les actionnaires et à assurer une production en amont d'environ 795,0 milliers de bep par jour et une production en aval d'environ 555,0 milliers de barils par jour, le point médian de nos objectifs.

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 à la note 30 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

Au 30 juin 2022, le total des engagements s'élevait à 36,9 G\$, dont une tranche de 33,2 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 30 juin 2022 comprennent un montant de 2,3 G\$ lié aux contrats de transport et de stockage ainsi qu'à d'autres contrats à long terme.

Au 30 juin 2022, les lettres de crédit en cours émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats totalisaient 514 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 intermédiaires.

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 et le semestre clos le 30 juin 2022, nous avons imputé à HMLP 29 M\$ et 77 M\$, respectivement, au titre des services de construction et de gestion (32 M\$ et 64 M\$, respectivement, 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 et le semestre clos le 30 juin 2022, nous avons engagé des coûts de 64 M\$ et de 133 M\$, respectivement, pour l'utilisation des réseaux pipeliniers de HMLP ainsi que pour les services de transport et de stockage (73 M\$ et 145 M\$, respectivement, 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

Versement de dividendes et rachat de titres

Le versement de dividendes de base ou de dividendes variables, le maintien de notre régime de réinvestissement des dividendes et tout rachat éventuel de nos titres sont à la discrétion du conseil d'administration et dépendent, entre autres, de notre rendement financier, des clauses restrictives de nos emprunts, des résultats positifs aux tests de solvabilité, de notre capacité à respecter nos obligations financières lorsqu'elles deviennent exigibles, de nos besoins en fonds de roulement, de nos obligations fiscales futures, de nos besoins en capitaux futurs, des prix des marchandises et des autres facteurs de risque et facteurs commerciaux décrits dans le présent rapport de gestion et dans notre rapport de gestion annuel de 2021.

Plus précisément, conformément à la structure de répartition des capitaux actualisée de Cenovus, la société visera à verser aux actionnaires des rendements représentant un pourcentage de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles, par le truchement de rachat d'actions ou de dividendes variables, en fonction de la dette nette à la fin du trimestre précédent, ainsi qu'il est décrit à la rubrique « Aperçu de Cenovus » du présent rapport de gestion. La fréquence et le montant des versements de dividendes variables, le cas échéant, peuvent varier considérablement au fil du temps en raison de notre dette nette, de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles, du montant des rachats d'actions et d'autres facteurs inhérents de temps à autre à notre structure de répartition des capitaux. Étant donné que le paiement des dividendes demeure à la discrétion de notre conseil d'administration et dépend, entre autres, des facteurs décrits ci-dessus, la société ne peut fournir aucune assurance qu'elle continuera de verser des dividendes de base ou des dividendes variables ou qu'elle autorisera le rachat d'actions au cours actuel ou tout rachat d'actions.

De plus, le montant individuel ou total des dividendes de base ou des dividendes variables, le cas échéant, versés par Cenovus de temps à autre peut entraîner des ajustements du prix d'exercice et du rapport d'échange (le nombre d'actions ordinaires reçues pour chaque bon de souscription de Cenovus exercé) des bons de souscription de Cenovus conformément à l'acte relatif aux bons de souscription de Cenovus. Ces ajustements peuvent avoir une incidence sur la valeur reçue par Cenovus lors de l'exercice des bons de souscription de Cenovus et peuvent entraîner l'émission d'actions ordinaires supplémentaires lors de l'exercice des bons de souscription de Cenovus, ce qui pourrait avoir un effet dilutif supplémentaire sur la participation des actionnaires de Cenovus et sur le résultat par action de Cenovus.

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, de contrats d'énergie renouvelable 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 utilisons 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. Toutes les positions sur le WTI visées par cette décision avaient été liquidées au 30 juin 2022.

Risques liés aux instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés 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 dérivés 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 des condensats, de la charge d'alimentation et des produits raffinés, qui comprennent le WTI, demeurent en cours et nous continuerons d'y avoir recours, en plus de ceux liés à l'électricité et 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. 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 croissance, 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 en ce qui concerne le WTI. Les notes 27 et 28 annexes aux états financiers consolidés intermédiaires présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels nous avons recours, comme leur classement, les hypothèses formulées lors de l'établissement de leur juste valeur et une analyse plus approfondie des risques qu'ils comportent et de la gestion de ces risques.

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.

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 et le semestre clos le 30 juin 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 et le semestre clos le 30 juin 2022, des profits latents ont été constatés au titre des instruments financiers liés au pétrole brut principalement en raison de la réalisation de positions nettes, puisque nous avons liquidité nos positions sur le WTI relatives à la gestion des risques liés au prix de vente du pétrole brut au cours du trimestre.

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 semestre clos le 30 juin 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 semestre clos le 30 juin 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 30 juin 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 30 juin 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 », « souhaiter », « 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 structure de répartition des capitaux de la société; la culture de sécurité et la performance en matière de sécurité; la gouvernance et le leadership en matière de facteurs ESG; les cibles de la société pour chacun de ses cinq secteurs ESG clés; 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 conformément à la structure de répartition des capitaux; le rachat d'actions au moment opportun et les distributions de dividendes variables; le financement des besoins en trésorerie à court terme et le respect des obligations de paiement; le maintien de notations de premier ordre; la réduction de la dette ainsi que les cibles pour la dette et la dette nette; 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; la gestion de la structure du capital; 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; le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et le ratio dette nette/BAIIA ajusté; les économies et les réductions de coûts; la structure de coûts; le coût des activités de révision; les charges d'intérêt; les résultats financiers; 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; la poursuite du programme d'investissement de la société et 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 de l'exposition aux prix de diverses marchandises et aux écarts de prix et marges de raffinage connexes; le paiement conditionnel final relativement à l'acquisition de FCCL Partnership auprès de ConocoPhillips Company; le moment de la clôture de l'opération prévoyant l'acquisition d'une participation de 50 % dans le projet de sables bitumineux Sunrise auprès de BC Canada et les avantages découlant de l'acquisition; l'accroissement de la production à Sunrise; le moment de la vente de stations-service au sein du réseau de vente au détail de carburant de la société le recours continu aux instruments financiers pour atténuer l'exposition à diverses marchandises (y compris le WTI, utilisé pour 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; les coûts d'intégration; 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, y compris les capitaux requis pour mettre en production le projet West White Rose; 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 production à l'usine thermique de Spruce Lake North; le programme de forage hivernal du secteur Hydrocarbures classiques; la reprise de projets, y compris le redémarrage du projet West White Rose ainsi que sa mise en production et l'atteinte du taux de production maximal; le moment de la clôture de l'opération de vente de la participation de la société dans le projet Bay du Nord; la remise en exploitation du navire de production, de stockage et de déchargement dans le cadre du projet de prolongement de la durée d'utilité de Terra Nova; le forage de puits de mise en valeur et la construction d'installation de production ainsi que la production qui en est tirée afin de compenser en partie la réduction des ventes de gaz en Chine; les obligations découlant de poursuites judiciaires; la réalisation de solides marges et les perspectives de la société pour les marchandises et le dollar canadien ainsi que leurs incidences pour Cenovus.

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 et à d'autres acquisitions; 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 ou à d'autres acquisitions; 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 des facteurs liés à l'offre à l'échelle mondiale et à la capacité de traitement du 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'Alliance nouvelles voies et d'autres organismes du secteur; 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 la société 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 la société d'y avoir recours; et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents que la société dépose auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières.

Les indications pour 2022, mises à jour le 27 juillet 2022, et qui peuvent être consultées au cenovus.com, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent de 103,00 \$ US le baril, prix du WTI de 100,00 \$ US le baril; prix du WCS de 84,00 \$ US le baril; écart WTI-WCS de 16,00 \$ US le baril; prix du gaz naturel AECO de 5,30 \$ le millier de pieds cubes; marge de craquage 3-2-1 à Chicago de 38,00 \$ US le baril; et taux de change de 0,78 \$ 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 et d'autres acquisitions 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 et d'autres entreprises acquises avec les siennes dans les délais prévus et de façon rentable; les passifs imprévus ou sous-estimés associés à l'arrangement ou à d'autres acquisitions; 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 restera en grande partie relié aux facteurs de l'offre à l'échelle mondiale et à la capacité de traitement 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 recalcul 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'acquitter 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/BAIIA 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 extracôtières et de navires aux terminaux

ou aux plateformes centrales, à la suite de fuites de pipelines ou autres, la corrosion, les épidémies ou les pandémies, et autres catastrophes, notamment les guerres, les conditions atmosphériques extrêmes, les désastres naturels, les incidents impliquant des icebergs, les actes de vandalisme et de terrorisme, et d'autres accidents ou dangers pouvant se produire pendant le transport entre les sites commerciaux ou industriels, ou encore d'autres accidents ou événements semblables; les marges de raffinage et de commercialisation; l'accroissement des coûts, entre autres en raison des pressions inflationnistes sur les charges d'exploitation, notamment la main-d'œuvre, les matériaux, le gaz naturel et les autres sources énergétiques utilisées dans les procédés d'exploitation des sables bitumineux, et l'augmentation des franchises ou des primes d'assurance; le coût et la disponibilité du matériel nécessaire aux activités de la société; l'accueil éventuellement défavorable ou passager réservé aux produits sur le marché; les risques propres à la réputation de l'industrie énergétique et de la société, à l'acceptation sociale et aux litiges qu'elle peut soulever; les hausses de coût ou difficultés techniques imprévues relativement à l'exploitation, à la construction ou à la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés imprévues dans la production, le transport et le raffinage du bitume et du pétrole brut en produits pétroliers et chimiques; les risques liés à la technologie et au matériel et à leur application dans le cadre des activités de la société, notamment les cyberattaques éventuelles; les risques géopolitiques et autres risques associés à une entreprise d'envergure internationale; les risques liés aux changements climatiques et nos hypothèses à leur sujet; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; la capacité de la société d'accéder aux marchés et d'assurer convenablement et de manière rentable le transport de ses produits, y compris le transport par pipeline, le transport ferroviaire du pétrole brut, le transport maritime ou une autre forme de transport, notamment pour contrer toute interruption causée par des contraintes liées à la capacité du réseau de pipelines ou 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 rapport de gestion annuel de la société 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	DGMV	drainage par gravité au moyen de la vapeur
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 activités 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, l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles, la marge brute, la marge de raffinage, les coûts d'intégration prévisionnels et les prix nets opérationnels (y compris le total des prix nets opérationnels par bep).

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 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 marchandises achetées, 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)	Trimestre clos le 30 juin 2022			Trimestre clos le 31 mars 2022 ¹⁾			Semestre clos le 30 juin 2022		
	Secteurs en amont ²⁾	Secteurs en aval	Total	Secteurs en amont	Secteurs en aval	Total	Secteurs en amont ²⁾	Secteurs en aval	Total
Produits des activités ordinaires									
Chiffre d'affaires brut	11 685	10 844	22 529	10 897	8 247	19 144	22 582	19 091	41 673
Déduire : Redevances	1 582	—	1 582	1 185	—	1 185	2 767	—	2 767
	10 103	10 844	20 947	9 712	8 247	17 959	19 815	19 091	38 906
Charges									
Marchandises achetées	1 461	9 046	10 507	1 818	6 946	8 764	3 279	15 992	19 271
Transport et fluidification	3 238	(2)	3 236	3 194	2	3 196	6 432	—	6 432
Charges d'exploitation	1 010	866	1 876	909	645	1 554	1 919	1 511	3 430
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	563	87	650	871	110	981	1 434	197	1 631
Marge d'exploitation	3 831	847	4 678	2 920	544	3 464	6 751	1 391	8 142

1) Les résultats de périodes comparatives ont été révisés pour tenir compte de manière plus appropriée des frais de fluidification. Se reporter aux états financiers consolidés et à la note 3 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

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

(en millions de dollars)	2021																	
	Secteurs en amont						Secteurs en aval						Total					
	Cumul depuis le début de l'exercice		Trimestres clos				Cumul depuis le début de l'exercice		Trimestres clos				Cumul depuis le début de l'exercice		Trimestres clos			
	2021	T2	T4	T3	T2	T1	2021	T2	T4	T3	T2	T1	2021	T2	T4	T3	T2	T1
Produits des activités ordinaires																		
Chiffre d'affaires brut ¹⁾	27 844	12 253	8 237	7 354	6 128	6 125	26 673	11 008	8 135	7 530	6 318	4 690	54 517	23 261	16 372	14 884	12 446	10 815
Déduire : Redevances	2 454	906	815	733	533	373	—	—	—	—	—	—	2 454	906	815	733	533	373
	25 390	11 347	7 422	6 621	5 595	5 752	26 673	11 008	8 135	7 530	6 318	4 690	52 063	22 355	15 557	14 151	11 913	10 442
Charges																		
Marchandises achetées ¹⁾	4 059	1 787	1 198	1 074	717	1 070	23 526	9 470	7 348	6 708	5 502	3 968	27 585	11 257	8 546	7 782	6 219	5 038
Transport et fluidification ¹⁾	8 714	3 978	2 599	2 137	2 006	1 972	—	—	—	—	—	—	8 714	3 978	2 599	2 137	2 006	1 972
Activités d'exploitation	3 241	1 576	865	800	791	785	2 258	1 032	689	537	515	517	5 499	2 608	1 554	1 337	1 306	1 302
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	788	418	202	168	188	230	104	31	56	17	10	21	892	449	258	185	198	251
Marge d'exploitation	8 588	3 588	2 558	2 442	1 893	1 695	785	475	42	268	291	184	9 373	4 063	2 600	2 710	2 184	1 879

1) Les résultats de périodes comparatives 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 et pour mieux refléter les frais de fluidification. 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)	Trimestre clos le 30 juin 2022			Semestre clos le 30 juin 2022		
	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extracôtière ¹⁾	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extracôtière ¹⁾
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	351	207	558	746	379	1 125
Déduire : Redevances	18	(16)	2	40	(6)	34
	333	223	556	706	385	1 091
Charges						
Transport et fluidification	—	4	4	—	8	8
Activités d'exploitation	29	47	76	56	93	149
Marge d'exploitation	304	172	476	650	284	934

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2021			Semestre clos le 30 juin 2021		
	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extracôtière ¹⁾	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extracôtière ¹⁾
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	308	119	427	629	229	858
Déduire : Redevances	16	9	25	33	17	50
	292	110	402	596	212	808
Charges						
Transport et fluidification	—	3	3	—	7	7
Activités d'exploitation	24	35	59	46	71	117
Marge d'exploitation	268	72	340	550	134	684

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)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Coûts d'intégration ¹⁾	28	34	52	257
Coûts d'intégration incorporés à l'actif ²⁾	2	12	4	34
Coûts d'intégration totaux	30	46	56	291

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, fonds provenant de l'exploitation disponibles et excédent des 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 créditeurs, 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.

L'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles constitue une mesure financière hors PCGR qui permet à la société de procurer des rendements pour les actionnaires et d'affecter des capitaux en fonction de notre structure de rendement pour les actionnaires et de répartition des capitaux. L'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles s'entend des fonds provenant de l'exploitation disponibles diminués des dividendes de base versés sur les actions ordinaires, des dividendes versés sur les actions privilégiées, des autres affectations des liquidités (y compris les passifs relatifs au démantèlement et le remboursement du capital des contrats de location) et des coûts d'acquisition, majorés des produits des sorties d'actifs ou de tout paiement s'y rapportant. L'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles est une nouvelle mesure utilisée depuis le 30 juin 2022.

(en millions de dollars)	2022		2021				2020		
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 979	1 365	2 184	2 138	1 369	228	250	732	(834)
(Ajouter) déduire :									
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(27)	(19)	(35)	(38)	(18)	(11)	(6)	(3)	(2)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(92)	(1 199)	271	(166)	(430)	(902)	(77)	328	(363)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	3 098	2 583	1 948	2 342	1 817	1 141	333	407	(469)
Dépenses d'investissement	822	746	835	647	534	547	242	148	147
Fonds provenant de l'exploitation disponibles	2 276	1 837	1 113	1 695	1 283	594	91	259	(616)
(Ajouter) déduire :									
Dividendes de base sur les actions ordinaires	(207)	(69)	(70)	(35)	(36)	(35)			
Dividendes sur les actions privilégiées	(8)	(9)	(8)	(9)	(8)	(9)			
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(27)	(19)	(35)	(38)	(18)	(11)			
Remboursement du capital des contrats de location	(75)	(75)	(78)	(70)	(77)	(75)			
Coûts d'acquisition	(1)	—	—	—	—	(7)			
Produit de la sortie d'actifs, montant net	62	950	247	83	100	5			
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles	2 020	2 615	1 169	1 626	1 244	462			

(en millions de dollars)	Semestres clos les 30 juin		Exercice clos le
	2022	2021	31 décembre
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 344	1 597	5 919
(Ajouter) déduire :			
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(46)	(29)	(102)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(1 291)	(1 332)	(1 227)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	5 681	2 958	7 248
Dépenses d'investissement	1 568	1 081	2 563
Fonds provenant de l'exploitation disponibles	4 113	1 877	4 685
Ajouter (déduire) :			
Dividendes de base sur les actions ordinaires	(276)	(71)	(176)
Dividendes sur les actions privilégiées	(17)	(17)	(34)
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(46)	(29)	(102)
Remboursement du capital des contrats de location	(150)	(152)	(300)
Coûts d'acquisition	(1)	(7)	(7)
Produit de la sortie d'actifs, montant net	1 012	105	435
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles	4 635	1 706	4 501

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

La marge brute et la marge de raffinage sont des mesures financières hors PCGR, ou renferment une mesure financière hors PCGR, utilisées pour évaluer la performance de nos activités en aval. La marge brute correspond aux produits des activités ordinaires déduction faite des marchandises achetées. La marge de raffinage correspond à la marge brute divisée par le nombre de barils de pétrole brut produits. Les marges d'exploitation unitaires sont des mesures financières déterminées utilisées pour évaluer la performance de nos activités en aval et en amont. Les charges d'exploitation unitaires correspondent aux charges d'exploitation divisées par le nombre de barils de pétrole brut produits par nos activités en aval.

Fabrication au Canada

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2022				
	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Base de calcul pour la marge de raffinage	Autres ¹⁾	Total – Fabrication au Canada ²⁾
Produits des activités ordinaires	898	243	1 141	380	1 521
Marchandises achetées	747	210	957	339	1 296
Marge brute	151	33	184	41	225

	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)	64,6	16,3	80,9
Marge de raffinage (\$/b)	25,79	22,08	25,04

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

2) Ces montants, exclusion fait de la marge brute, sont présentés à la note 1 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

(en millions de dollars)	Semestre clos le 30 juin 2022				
	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Base de calcul pour la marge de raffinage	Autres ¹⁾	Total – Fabrication au Canada ²⁾
Produits des activités ordinaires	1 700	427	2 127	438	2 565
Marchandises achetées	1 394	353	1 747	353	2 100
Marge brute	306	74	380	85	465

	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)	67,6	21,8	89,4
Marge de raffinage (\$/b)	25,06	18,67	23,5

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

2) Ces montants, exclusion fait de la marge brute, sont présentés à la note 1 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

(en millions de dollars)	2021																	
	Usine de valorisation de Lloydminster						Raffinerie de Lloydminster						Base de calcul pour la marge de raffinage					
	Cumul depuis le début de l'exercice		Trimestres clos				Cumul depuis le début de l'exercice		Trimestres clos				Cumul depuis le début de l'exercice		Trimestres clos			
	T4	T2	T4	T3	T2	T1	T4	T2	T4	T3	T2	T1	T4	T2	T4	T3	T2	T1
Produits des activités ordinaires	2 559	1 127	748	684	601	526	817	333	206	278	197	136	3 376	1 460	954	962	798	662
Marchandises achetées	2 041	893	592	556	484	409	659	257	172	230	152	105	2 700	1 150	764	786	636	514
Marge brute	518	234	156	128	117	117	158	76	34	48	45	31	676	310	190	176	162	148
	Base de calcul pour la marge de raffinage						Autres¹⁾						Total – Fabrication au Canada²⁾					
Produits des activités ordinaires	3 376	1 460	954	962	798	662	1 096	434	409	253	290	144	4 472	1 894	1 363	1 215	1 088	806
Marchandises achetées	2 700	1 150	764	786	636	514	852	288	364	200	171	117	3 552	1 438	1 128	986	807	631
Marge brute	676	310	190	176	162	148	244	146	45	53	119	27	920	456	235	229	281	175

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

2) Ces montants, exclusion fait de la marge brute, sont présentés à la note 1 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

	Données d'exploitation																	
	Usine de valorisation de Lloydminster						Raffinerie de Lloydminster						Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster					
	Cumul depuis le début de l'exercice		Trimestres clos				Cumul depuis le début de l'exercice		Trimestres clos				Cumul depuis le début de l'exercice		Trimestres clos			
	T4	T2	T4	T3	T2	T1	T4	T2	T4	T3	T2	T1	T4	T2	T4	T3	T2	T1
Production de pétrole brut (kb/j)	79,0	77,2	80,4	81,2	76,1	78,4	27,5	27,6	27,9	27,1	27,4	27,8	106,5	104,8	108,3	108,3	103,5	106,2
Marge de raffinage¹⁾ (\$/b)	17,99	16,77	21,05	16,93	16,90	16,64	15,64	15,22	13,25	19,29	18,03	12,43	17,35	16,37	18,95	17,57	17,19	15,54

1) Les chiffres de la période comparative pour la marge de raffinage totale du secteur Fabrication au Canada ont été retraités 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)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Produits des activités ordinaires ¹⁾	8 474	4 729	14 983	8 166
Marchandises achetées ¹⁾	6 939	4 229	12 421	7 149
Marge brute	1 535	500	2 562	1 017
Production de pétrole brut (kb/j)	376,4	435,5	390,0	399,4
Marge de raffinage (\$/b)	44,81	12,59	36,29	14,06

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

Vente

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Produits des activités ordinaires ¹⁾	849	501	1 543	948
Marchandises achetées ¹⁾	811	466	1 471	883
Marge brute	38	35	72	65

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

Charges d'amortissement et d'épuisement unitaires

Les charges d'amortissement et d'épuisement unitaires sont une mesure financière déterminée servant au calcul des charges d'amortissement et d'épuisement sur une base unitaire. Les charges d'amortissement et d'épuisement unitaires correspondent aux charges d'amortissement et d'épuisement divisées par les volumes de vente.

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 d'une entreprise sur une base unitaire. 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 par bep 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, et le prix net opérationnel par bep est divisé 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 et des prix nets opérationnels par bep à la marge d'exploitation figurant dans nos états financiers consolidés intermédiaires.

Production totale

Résultats financiers en amont

Trimestre clos le 30 juin 2022 (en millions de dollars)	Ajustements					Autres ⁴⁾	Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Total en amont ¹⁾	Condensats	Tierces sources	Consom- mation interne ²⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ³⁾		Total en amont
Chiffre d'affaires brut ⁵⁾	11 685	(2 801)	(1 365)	(347)	70	(117)	7 125
Redevances	1 582	—	—	—	36	(5)	1 613
Marchandises achetées ⁵⁾	1 461	—	(1 365)	—	—	(96)	—
Transport et fluidification	3 238	(2 801)	—	—	—	(12)	425
Activités d'exploitation	1 010	—	—	(347)	8	(10)	661
Prix nets opérationnels	4 394	—	—	—	26	6	4 426
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	563	—	(4)	—	—	—	559
Marge d'exploitation	3 831	—	4	—	26	6	3 867

Trimestre clos le 30 juin 2021 (en millions de dollars)	Ajustements					Autres ⁴⁾	Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Total en amont	Condensats	Tierces sources	Consom- mation interne ²⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ³⁾		Total en amont
Chiffre d'affaires brut ⁵⁾	6 128	(1 620)	(651)	(145)	50	(105)	3 657
Redevances	533	—	—	—	5	—	538
Marchandises achetées ⁵⁾	717	—	(651)	—	—	(66)	—
Transport et fluidification	2 006	(1 620)	—	—	—	(17)	369
Activités d'exploitation	791	—	—	(145)	7	(11)	642
Prix nets opérationnels	2 081	—	—	—	38	(11)	2 108
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	188	—	—	—	—	—	188
Marge d'exploitation	1 893	—	—	—	38	(11)	1 920

- 1) Ces montants, exclusion faite des prix nets opérationnels, sont présentés à la note 1 annexe états financiers consolidés intermédiaires.
- 2) Représente les volumes de gaz naturel produits par le secteur Hydrocarbures classiques servant à la consommation interne par le secteur Sables bitumineux.
- 3) Les produits et charges liés à la coentreprise HCML sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence dans les 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 comparatives 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 et pour mieux refléter les frais de fluidification. Se reporter aux états financiers consolidés et à la note 3 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Semestre clos le 30 juin 2022 (en millions de dollars)	Ajustements					Base pour le calcul des prix nets opérationnels	
	Total en amont ¹⁾	Condensats	Tierces sources	Consom- mation interne ²⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ³⁾	Autres ⁴⁾	Total en amont
Chiffre d'affaires brut	22 582	(5 559)	(3 115)	(586)	131	(193)	13 260
Redevances	2 767	—	—	—	64	(5)	2 826
Marchandises achetées	3 279	—	(3 115)	—	—	(164)	—
Transport et fluidification	6 432	(5 559)	—	—	—	(11)	862
Activités d'exploitation	1 919	—	—	(586)	15	(31)	1 317
Prix nets opérationnels	8 185	—	—	—	52	18	8 255
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	1 434	—	(8)	—	—	—	1 426
Marge d'exploitation	6 751	—	8	—	52	18	6 829

Semestre clos le 30 juin 2021 (en millions de dollars)	Ajustements					Base pour le calcul des prix nets opérationnels	
	Total en amont ¹⁾	Condensats	Tierces sources	Consom- mation interne ²⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ³⁾	Autres ⁴⁾	Total en amont
Chiffre d'affaires brut ⁵⁾	12 253	(3 160)	(1 675)	(294)	102	(195)	7 031
Redevances	906	—	—	—	12	—	918
Marchandises achetées ⁵⁾	1 787	—	(1 675)	—	—	(112)	—
Transport et fluidification	3 978	(3 160)	—	—	—	(20)	798
Activités d'exploitation	1 576	—	—	(294)	12	(22)	1 272
Prix nets opérationnels	4 006	—	—	—	78	(41)	4 043
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	418	—	—	—	—	—	418
Marge d'exploitation	3 588	—	—	—	78	(41)	3 625

- 1) Ces montants, exclusion faite des prix nets opérationnels, sont présentés à la note 1 annexe états financiers consolidés intermédiaires.
- 2) Représente les volumes de gaz naturel produits par le secteur Hydrocarbures classiques servant à la consommation interne par le secteur Sables bitumineux.
- 3) Les produits et charges liés à la coentreprise HCML sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence dans les 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 comparatives 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 et pour mieux refléter les frais de fluidification. Se reporter aux états financiers consolidés intermédiaires et à la note 3 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Sables bitumineux

Trimestre clos le 30 juin 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						Total – Sables bitumineux
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ¹⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	
Chiffre d'affaires brut	2 135	2 419	278	1 317	6 149	6	6 155
Redevances	625	722	17	121	1 485	1	1 486
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	182	143	27	34	386	—	386
Activités d'exploitation	250	249	45	253	797	7	804
Prix nets opérationnels	1 078	1 305	189	909	3 481	(2)	3 479
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							559
Marge d'exploitation							2 920

Trimestre clos le 30 juin 2022 (en millions de dollars)	Base de calcul pour les prix nets opérationnels				Ajustements		Total – Sables bitumineux ²⁾
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾			
Chiffre d'affaires brut	6 155	2 801	975	117			10 048
Redevances	1 486	—	—	5			1 491
Marchandises achetées	—	—	975	96			1 071
Transport et fluidification	386	2 801	—	13			3 200
Activités d'exploitation	804	—	—	2			806
Prix nets opérationnels	3 479	—	—	1			3 480
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	559	—	—	—			559
Marge d'exploitation	2 920	—	—	1			2 921

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

Trimestre clos le 30 juin 2021 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements		Total – Sables bitumineux ³⁾
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾			
Chiffre d'affaires brut ⁴⁾	3 005	1 620	364	86			5 075
Redevances	469	—	—	—			469
Marchandises achetées ⁴⁾	—	—	364	66			430
Transport et fluidification	347	1 620	—	17			1 984
Activités d'exploitation	589	—	—	3			592
Prix nets opérationnels	1 600	—	—	—			1 600
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	189	—	—	—			189
Marge d'exploitation	1 411	—	—	—			1 411

- 1) Comprend les actifs de production par méthode thermique et les actifs de pétrole lourd classique de Lloydminster.
- 2) L'élément Autres comprend la construction, le transport et les marges de fluidification.
- 3) Ces montants, exclusion faite des prix nets opérationnels, sont présentés à la note 1 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.
- 4) Les résultats de périodes comparatives 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 et pour mieux refléter les frais de fluidification. Se reporter aux états financiers consolidés intermédiaires et à la note 3 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Base pour le calcul des prix nets opérationnels							
Semestre clos le	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ¹⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	Total – Sables bitumineux
30 juin 2022 (en millions de dollars)							
Chiffre d'affaires brut	3 955	4 651	510	2 293	11 409	10	11 419
Redevances	1 013	1 306	28	220	2 567	1	2 568
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	360	294	57	72	783	—	783
Activités d'exploitation	452	468	84	474	1 478	13	1 491
Prix nets opérationnels	2 130	2 583	341	1 527	6 581	(4)	6 577
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							1 426
Marge d'exploitation							5 151

Semestre clos le	Base de calcul pour les prix nets opérationnels				Ajustements			Total – Sables bitumineux ³⁾
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾				
30 juin 2022 (en millions de dollars)								
Chiffre d'affaires brut	11 419	5 559	2 119	169			19 266	
Redevances	2 568	—	—	5			2 573	
Marchandises achetées	—	—	2 119	164			2 283	
Transport et fluidification	783	5 559	—	14			6 356	
Activités d'exploitation	1 491	—	—	17			1 508	
Prix nets opérationnels	6 577	—	—	(31)			6 546	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	1 426	—	—	—			1 426	
Marge d'exploitation	5 151	—	—	(31)			5 120	

Base pour le calcul des prix nets opérationnels							
Semestre clos le	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ¹⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	Total – Sables bitumineux
30 juin 2021 (en millions de dollars)							
Chiffre d'affaires brut	1 712	2 269	254	1 433	5 668	6	5 674
Redevances	249	409	5	130	793	—	793
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	328	261	50	115	754	—	754
Activités d'exploitation	323	335	85	416	1 159	10	1 169
Prix nets opérationnels	812	1 264	114	772	2 962	(4)	2 958
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							418
Marge d'exploitation							2 540

Semestre clos le	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Total – Sables bitumineux ³⁾
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾				
30 juin 2021 (en millions de dollars)								
Chiffre d'affaires brut ⁴⁾	5 674	3 160	1 007	152			9 993	
Redevances	793	—	—	—			793	
Marchandises achetées ⁴⁾	—	—	1 007	112			1 119	
Transport et fluidification	754	3 160	—	20			3 934	
Activités d'exploitation	1 169	—	—	8			1 177	
Prix nets opérationnels	2 958	—	—	12			2 970	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	418	—	—	—			418	
Marge d'exploitation	2 540	—	—	12			2 552	

- 1) Comprend le projet Tucker, ainsi que les actifs de production par méthode thermique et les actifs de pétrole lourd classique de Lloydminster. Les actifs de Tucker ont été vendus le 31 janvier 2022.
- 2) L'élément Autres comprend la construction, le transport et les marges de fluidification.
- 3) Ces montants, exclusion faite des prix nets opérationnels, sont présentés à la note 1 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.
- 4) Les résultats de périodes comparatives 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 et pour mieux refléter les frais de fluidification. Se reporter aux états financiers consolidés intermédiaires et à la note 3 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Hydrocarbures classiques

Trimestre clos le 30 juin 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Hydrocarbures classiques ²⁾
	Hydrocarbures classiques	Ajustements		
		Tierces sources	Autres ¹⁾	
Chiffre d'affaires brut	689	390	—	1 079
Redevances	89	—	—	89
Marchandises achetées	—	390	—	390
Transport et fluidification	35	—	(1)	34
Activités d'exploitation	120	—	8	128
Prix nets opérationnels	445	—	(7)	438
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	4	—	4
Marge d'exploitation	445	(4)	(7)	434

Trimestre clos le 30 juin 2021 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Hydrocarbures classiques ²⁾
	Hydrocarbures classiques	Ajustements		
		Tierces sources	Autres ¹⁾	
Chiffre d'affaires brut	320	287	19	626
Redevances	39	—	—	39
Marchandises achetées	—	287	—	287
Transport et fluidification	19	—	—	19
Activités d'exploitation	132	—	8	140
Prix nets opérationnels	130	—	11	141
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(1)	—	—	(1)
Marge d'exploitation	131	—	11	142

Semestre clos le 30 juin 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Hydrocarbures classiques ²⁾
	Hydrocarbures classiques	Ajustements		
		Tierces sources	Autres ¹⁾	
Chiffre d'affaires brut	1 171	996	24	2 191
Redevances	160	—	—	160
Marchandises achetées	—	996	—	996
Transport et fluidification	71	—	(3)	68
Activités d'exploitation	248	—	14	262
Prix nets opérationnels	692	—	13	705
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	8	—	8
Marge d'exploitation	692	(8)	13	697

Semestre clos le 30 juin 2021 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Hydrocarbures classiques ²⁾
	Hydrocarbures classiques	Ajustements		
		Tierces sources	Autres ¹⁾	
Chiffre d'affaires brut	691	668	43	1 402
Redevances	63	—	—	63
Marchandises achetées	—	668	—	668
Transport et fluidification	37	—	—	37
Activités d'exploitation	268	—	14	282
Prix nets opérationnels	323	—	29	352
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—
Marge d'exploitation	323	—	29	352

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

2) Ces montants, exclusion faite des prix nets opérationnels, sont présentés à la note 1 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

Production extracôtère

Trimestre clos le 30 juin 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Total – production extracôtère	Ajustement	
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique		Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾	Total – production extracôtère ²⁾
Chiffre d'affaires brut	351	70	421	207	628	(70)	558
Redevances	18	36	54	(16)	38	(36)	2
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	—	4	4	—	4
Activités d'exploitation	24	13	37	47	84	(8)	76
Prix nets opérationnels	309	21	330	172	502	(26)	476
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques					—	—	—
Marge d'exploitation					502	(26)	476

Trimestre clos le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Total – production extracôtère	Ajustement	
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique		Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾	Total – production extracôtère ²⁾
Chiffre d'affaires brut	336	60	396	68	464	(60)	404
Redevances	20	11	31	4	35	(11)	24
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	—	3	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				Total – production extracôtère	Ajustement	
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique		Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾	Total – production extracôtère ²⁾
Chiffre d'affaires brut	308	50	358	119	477	(50)	427
Redevances	16	5	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

Trimestre clos le 31 mars 2021 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Total – production extracôtère	Ajustement	
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique		Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾	Total – production extracôtère ²⁾
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 dans les états financiers consolidés.
2) Ces montants, exclusion faite des prix nets opérationnels, sont présentés à la note 1 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

Semestre clos le 30 juin 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Total – production extracôtière	Ajustement	
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique		Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾	Total – production extracôtière ²⁾
Chiffre d'affaires brut	746	131	877	379	1 256	(131)	1 125
Redevances	40	64	104	(6)	98	(64)	34
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	—	8	8	—	8
Activités d'exploitation	47	24	71	93	164	(15)	149
Prix nets opérationnels	659	43	702	284	986	(52)	934
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	—
Marge d'exploitation					986	(52)	934

Semestre clos le 30 juin 2021 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Total – production extracôtière	Ajustement	
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique		Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾	Total – production extracôtière ²⁾
Chiffre d'affaires brut	629	102	731	229	960	(102)	858
Redevances	33	12	45	17	62	(12)	50
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	—	7	7	—	7
Activités d'exploitation	44	14	58	71	129	(12)	117
Prix nets opérationnels	552	76	628	134	762	(78)	684
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	—
Marge d'exploitation					762	(78)	684

1) Les produits et charges liés à la coentreprise HCML sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence dans les états financiers consolidés.

2) Ces montants, exclusion faite des prix nets opérationnels, sont présentés à la note 1 annexe aux 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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2022	2021	2022	2021
Sables bitumineux				
Foster Creek	192,2	139,0	196,1	156,9
Christina Lake	233,0	235,8	248,1	226,7
Sunrise ²⁾	23,8	20,9	24,5	22,6
Autres – Sables bitumineux	114,9	144,2	118,0	144,1
Total – Sables bitumineux²⁾	563,9	539,9	586,7	550,3
Hydrocarbures classiques	132,6	141,3	128,8	138,6
Ventes avant déduction de la consommation interne	696,5	681,2	715,5	688,9
Déduire : Consommation interne ³⁾	(84,3)	(85,0)	(86,1)	(85,8)
Ventes après déduction de la consommation interne	612,2	596,2	629,4	603,1
Production extracôtière				
Asie-Pacifique – Chine	46,8	49,0	50,1	50,2
Asie-Pacifique – Indonésie	10,0	8,8	9,6	9,1
Asia Pacific - Total	56,8	57,8	59,7	59,3
Région de l'Atlantique	15,5	15,2	15,1	15,1
Total – production extracôtière	72,3	73,0	74,8	74,4
Total – ventes	684,5	669,2	704,2	677,5

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 les premier et deuxième trimestres de 2021.

3) Déduction faite des volumes de gaz naturel servant à la consommation interne du secteur Sables bitumineux.

Les tableaux qui suivent ont été présentés de nouveau pour les premier, deuxième, troisième et quatrième trimestres de 2021 et pour le premier trimestre de 2022 afin de refléter de manière plus exacte les frais de fluidification de nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster et de pétrole brut classique de Lloydminster, ce qui a donné lieu au reclassement des coûts entre les marchandises achetées et le transport et la fluidification. De plus, les tableaux ont été présentés de nouveau pour les premier, deuxième et troisième trimestres de 2021 en raison d'un changement dans la présentation des swaps sur les produits et de certains achats de tiers utilisés dans le cadre des activités de fluidification et d'optimisation, ainsi que dans le classement des activités de commercialisation de Sunrise. Les volumes de vente, les ventes brutes, les redevances, les frais de transport et de fluidification et les charges d'exploitation de Sunrise ont été présentés de nouveau. Se reporter à la rubrique « Ajustements aux états consolidés des résultats intermédiaires » ci-après pour un complément d'information.

Résultats financiers en amont

Trimestre clos le 31 mars 2022 (en millions de dollars)	Ajustements						Base de calcul pour les prix nets opérationnels
	Total en amont	Condensats	Tierces sources	Con- sommation interne ¹⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ²⁾		Total en amont
					Autres ³⁾		
Chiffre d'affaires brut	10 897	(2 758)	(1 750)	(239)	61	(76)	6 135
Redevances	1 185	—	—	—	28	—	1 213
Marchandises achetées	1 818	—	(1 750)	—	—	(68)	—
Transport et fluidification	3 194	(2 758)	—	—	—	1	437
Charges 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

Exercice clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars)	Ajustements						Base de calcul pour les prix nets opérationnels
	Total en amont	Condensats	Tierces sources	Con- sommation interne ¹⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ²⁾		Total en amont
					Autres ³⁾		
Chiffre d'affaires brut	27 844	(7 095)	(3 761)	(710)	224	(390)	16 112
Redevances	2 454	—	—	—	52	—	2 506
Marchandises achetées	4 059	—	(3 761)	—	—	(298)	—
Transport et fluidification	8 714	(7 095)	—	—	—	—	1 619
Charges d'exploitation	3 241	—	(8)	(710)	25	(36)	2 512
Prix nets opérationnels	9 376	—	8	—	147	(56)	9 475
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	788	—	(2)	—	—	—	786
Marge d'exploitation	8 588	—	10	—	147	(56)	8 689

Trimestre clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars)	Ajustements						Base de calcul pour les prix nets opérationnels
	Total en amont	Condensats	Tierces sources	Con- sommation interne ¹⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ²⁾		Total en amont
					Autres ³⁾		
Chiffre d'affaires brut	8 237	(2 201)	(1 079)	(241)	62	(146)	4 632
Redevances	815	—	—	—	29	—	844
Marchandises achetées	1 198	—	(1 079)	—	—	(119)	—
Transport et fluidification	2 599	(2 201)	—	—	—	—	398
Charges d'exploitation	865	—	(8)	(241)	7	(3)	620
Prix nets opérationnels	2 760	—	8	—	26	(24)	2 770
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	202	—	—	—	—	—	202
Marge d'exploitation	2 558	—	8	—	26	(24)	2 568

Trimestre clos le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Ajustements						Base de calcul pour les prix nets opérationnels
	Total en amont	Condensats	Tierces sources	Con- sommation interne ¹⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ²⁾		Total en amont
					Autres ³⁾		
Chiffre d'affaires brut	7 354	(1 734)	(1 007)	(175)	60	(49)	4 449
Redevances	733	—	—	—	11	—	744
Marchandises achetées	1 074	—	(1 007)	—	—	(67)	—
Transport et fluidification	2 137	(1 734)	—	—	—	20	423
Charges d'exploitation	800	—	—	(175)	6	(11)	620
Prix nets opérationnels	2 610	—	—	—	43	9	2 662
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	168	—	(2)	—	—	—	166
Marge d'exploitation	2 442	—	2	—	43	9	2 496

Trimestre clos le 31 mars 2021 (en millions de dollars)	Ajustements						Base de calcul pour les prix nets opérationnels
	Total en amont	Condensats	Tierces sources	Con- sommation interne ¹⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ²⁾		Total en amont
					Autres ³⁾		
Chiffre d'affaires brut	6 125	(1 540)	(1 024)	(149)	52	(90)	3 374
Redevances	373	—	—	—	7	—	380
Marchandises achetées	1 070	—	(1 024)	—	—	(46)	—
Transport et fluidification	1 972	(1 540)	—	—	—	(3)	429
Charges d'exploitation	785	—	—	(149)	5	(11)	630
Prix nets opérationnels	1 925	—	—	—	40	(30)	1 935
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	230	—	—	—	—	—	230
Marge d'exploitation	1 695	—	—	—	40	(30)	1 705

- 1) Représente les volumes de gaz naturel produits par le secteur Hydrocarbures classiques servant à la consommation interne par le secteur Sables bitumineux.
- 2) Les produits et charges liés à la coentreprise HCML sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence dans les états financiers consolidés.
- 3) L'élément Autres comprend la construction, le transport et la fluidification ainsi que les marges de traitement des tierces parties.

Sables bitumineux

Trimestre clos le 31 mars 2022 (en millions de dollars)	Base de calcul pour les prix nets opérationnels		Ajustements			Total – Sables bitumineux
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ¹⁾		
Chiffre d'affaires brut	5 264	2 758	1 144	52	—	9 218
Redevances	1 082	—	—	—	—	1 082
Marchandises achetées	—	—	1 144	68	—	1 212
Transport et fluidification	397	2 758	—	1	—	3 156
Charges 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

Exercice clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul pour les prix nets opérationnels		Ajustements			Total – Sables bitumineux
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ¹⁾		
Chiffre d'affaires brut	13 297	7 095	2 106	329	—	22 827
Redevances	2 196	—	—	—	—	2 196
Marchandises achetées	—	—	2 106	298	—	2 404
Transport et fluidification	1 530	7 095	—	—	—	8 625
Charges d'exploitation	2 437	—	—	14	—	2 451
Prix nets opérationnels	7 134	—	—	17	—	7 151
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	786	—	—	—	—	786
Marge d'exploitation	6 348	—	—	17	—	6 365

Trimestre clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul pour les prix nets opérationnels				Ajustements			Total – Sables bitumineux
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ¹⁾				
Chiffre d'affaires brut	3 841	2 201	537	138			6 717	
Redevances	734	—	—	—			734	
Marchandises achetées	—	—	537	119			656	
Transport et fluidification	376	2 201	—	—			2 577	
Charges d'exploitation	653	—	—	5			658	
Prix nets opérationnels	2 078	—	—	14			2 092	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	202	—	—	—			202	
Marge d'exploitation	1 876	—	—	14			1 890	

Trimestre clos le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul pour les prix nets opérationnels				Ajustements			Total – Sables bitumineux
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ¹⁾				
Chiffre d'affaires brut	3 782	1 734	562	39			6 117	
Redevances	669	—	—	—			669	
Marchandises achetées	—	—	562	67			629	
Transport et fluidification	400	1 734	—	(20)			2 114	
Charges d'exploitation	615	—	—	1			616	
Prix nets opérationnels	2 098	—	—	(9)			2 089	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	166	—	—	—			166	
Marge d'exploitation	1 932	—	—	(9)			1 923	

Trimestre clos le 31 mars 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul pour les prix nets opérationnels				Ajustements			Total – Sables bitumineux
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ¹⁾				
Chiffre d'affaires brut	2 669	1 540	643	66			4 918	
Redevances	324	—	—	—			324	
Marchandises achetées	—	—	643	46			689	
Transport et fluidification	407	1 540	—	3			1 950	
Charges 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) L'élément Autres comprend la construction, le transport et les marges de fluidification.

Ajustements aux états consolidés des résultats intermédiaires

Certaines données comparatives figurant dans les états consolidés des résultats, dans le secteur Sables bitumineux et le secteur Activités non sectorielles et éliminations, ont été révisées. Se reporter aux états financiers consolidés et à la note 3 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Au cours du trimestre clos le 31 décembre 2021, la société a apporté des ajustements afin d'inscrire de manière plus appropriée certains achats auprès de tierces sources pour les activités de fluidification et d'optimisation et d'assurer un traitement plus uniforme des swaps de produits. Par conséquent, les produits des activités ordinaires et les marchandises achetées ont augmenté, sans incidence sur le résultat net, le résultat sectoriel, les flux de trésorerie ou la situation financière. Pour un complément d'information, se reporter aux états financiers consolidés annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2022, la société a apporté des ajustements afin de refléter de manière plus exacte les frais de fluidification de nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster et de pétrole brut classique de Lloydminster, ce qui a donné lieu au reclassement des coûts entre les marchandises achetées et le transport et la fluidification. Une écriture d'élimination connexe a été inscrite pour le secteur Activités non sectorielles et éliminations afin de représenter le changement de valeur des condensats extraits dans le secteur Fabrication au Canada et revendus au secteur Sables bitumineux. Par conséquent, les marchandises achetées ont diminué et les frais de transport et de fluidification ont augmenté, sans incidence sur le résultat net, le résultat sectoriel, les flux de trésorerie ou la situation financière.

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2021			Trimestre clos le 30 juin 2021			Trimestre clos le 30 septembre 2021			Trimestre clos le 31 décembre 2021			Trimestre clos le 31 mars 2022		
	Montant publié	Révision	Montant révisé	Montant publié	Révision	Montant révisé	Montant publié	Révision	Montant révisé	Montant publié	Révision	Montant révisé	Montant publié	Révision	Montant révisé
Secteur Sables bitumineux															
Chiffre d'affaires brut	4 775	143	4 918	5 015	60	5 075	6 114	3	6 117	6 717	—	6 717	9 218	—	9 218
Marchandises achetées ^{1), 2)}	718	(29)	689	574	(144)	430	822	(193)	629	868	(212)	656	1 483	(271)	1 212
Transport et fluidification	1 778	172	1 950	1 780	204	1 984	1 918	196	2 114	2 365	212	2 577	2 885	271	3 156
Secteur Activités non sectorielles et éliminations															
Marchandises achetées	(973)	138	(835)	(1 110)	146	(964)	(1 244)	153	(1 091)	(1 561)	192	(1 369)	(1 497)	215	(1 282)
Transport et fluidification	(15)	(138)	(153)	(6)	(146)	(152)	(18)	(153)	(171)	(8)	(192)	(200)	(6)	(215)	(221)
Chiffres consolidés															
Chiffre d'affaires brut	9 523	143	9 666	11 110	60	11 170	13 431	3	13 434	14 541	—	14 541	17 383	—	17 383
Marchandises achetées	4 094	109	4 203	5 253	2	5 255	6 731	(40)	6 691	7 197	(20)	7 177	7 538	(56)	7 482
Transport et fluidification	1 785	34	1 819	1 796	58	1 854	1 923	43	1 966	2 379	20	2 399	2 919	56	2 975

- 1) Les révisions comprennent des montants de 143 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2021, de 60 M\$ pour le trimestre clos le 30 juin 2021, de 3 M\$ pour le trimestre clos le 30 septembre 2021 et de néant pour les trimestres clos le 31 décembre 2021 et le 31 mars 2022 ayant trait aux ajustements pour les swaps sur les produits et de certains achats de tiers utilisés dans les activités de fluidification et d'optimisation.
- 2) Les révisions comprennent des montants de 172 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2021, de 204 M\$ pour le trimestre clos le 30 juin 2021, de 196 M\$ pour le trimestre clos le 30 septembre 2021, de 212 M\$ pour le trimestre clos le 31 décembre 2021 et de 271 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2022 pour tenir compte de façon plus exacte des frais de fluidification de nos actifs de production par méthode thermique et de pétrole lourd classique de Lloydminster.

(en millions de dollars)	Semestre clos le 30 juin 2021			Exercice clos le 31 décembre 2021		
	Montant publié	Révision	Montant révisé	Montant publié	Révision	Montant révisé
Secteur Sables bitumineux						
Chiffre d'affaires brut	9 790	203	9 993	22 827	—	22 827
Marchandises achetées ^{1), 2)}	1 292	(173)	1 119	3 188	(784)	2 404
Transport et fluidification	3 558	376	3 934	7 841	784	8 625
Secteur Activités non sectorielles et éliminations						
Marchandises achetées	(2 083)	284	(1 799)	(4 888)	629	(4 259)
Transport et fluidification	(21)	(284)	(305)	(47)	(629)	(676)
Chiffres consolidés						
Chiffre d'affaires brut	20 633	203	20 836	48 811	—	48 811
Marchandises achetées	9 347	111	9 458	23 481	(155)	23 326
Transport et fluidification	3 581	92	3 673	7 883	155	8 038

- 1) Les révisions comprennent des montants de 203 M\$ pour le semestre clos le 30 juin 2021 et de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 ayant trait aux ajustements pour les swaps de produits et les achats auprès de tiers aux fins des activités de fluidification et d'optimisation.
- 2) Les révisions comprennent des montants de 376 M\$ pour le semestre clos le 30 juin 2021 et de 784 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 pour tenir compte de façon plus exacte des frais de fluidification à nos actifs de production par méthode thermique et de pétrole lourd classique de Lloydminster.