



Cenovus Energy Inc.

Rapport de gestion

Pour les périodes closes le 30 septembre 2022

(en dollars canadiens)

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes closes le 30 septembre 2022

APERÇU DE CENOVUS	3
APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE	7
RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS	9
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	17
PRÉVISION DES PRIX DES MARCHANDISES	20
SECTEURS À PRÉSENTER	22
SECTEURS EN AMONT	22
SABLES BITUMINEUX	22
HYDROCARBURES CLASSIQUES	28
PRODUCTION EXTRACÔTIÈRE	30
SECTEURS EN AVAL	35
FABRICATION AU CANADA	35
FABRICATION AUX ÉTATS-UNIS	37
VENTE	39
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	40
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	43
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE	48
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	50
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE	50
MISE EN GARDE	51
ABRÉVIATIONS	55
MESURES FINANCIÈRES DÉTERMINÉES	55
AJUSTEMENTS AUX ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS INTERMÉDIAIRES	70

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 1^{er} novembre 2022, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 30 septembre 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 1^{er} novembre 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 de la 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 nos activités liées aux carburants commerciaux 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 de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, la production de pétrole brut de nos actifs de sables bitumineux s'est établie en moyenne à 578,9 milliers de barils par jour et notre production de pétrole brut totale en amont s'est élevée en moyenne à 779,2 milliers de barils d'équivalent de pétrole (« bep ») par jour. La production de pétrole brut en aval s'est chiffrée à 497,8 milliers de barils par jour. Pour un résumé de la production par type de produit, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion.

Notre stratégie

Notre stratégie 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 et à des mécanismes de rendement souples, de réinvestir dans l'entreprise et d'assurer la diversification.

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, ce qui permet 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. Nous prévoyons remettre aux actionnaires une valeur supplémentaire par le truchement de rachats d'actions ou du versement de dividendes variables comme suit :

- 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 rendements aux actionnaires.

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 nets 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 actionnaires un pourcentage plus élevé de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles avec un niveau d'endettement réduit et un profil de risque plus faible. Notre objectif de dette nette 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.

1) Voir la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » pour un complément d'information.

Le rachat d'actions 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 30 juin 2022, notre dette nette était de 7,5 G\$ et, par conséquent, notre cible de rendement pour les actionnaires pour le trimestre clos le 30 septembre 2022 était de 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles de ce trimestre. Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2022, nous avons généré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 4,1 G\$, un excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles de 1,8 G\$ et remis 659 M\$ à nos actionnaires au moyen de rachats d'actions. Par conséquent, le 1^{er} novembre 2022, le conseil d'administration de la société a déclaré un dividende variable pour le quatrième trimestre de 0,114 \$ par action ordinaire, payable le 2 décembre 2022 aux actionnaires ordinaires inscrits le 18 novembre 2022.

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2022
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles ¹⁾	1 756
Rendement cible ²⁾	878
Déduire : Redevances rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités (« offre publique »)	(659)
Rendement pour les actionnaires en dessous du rendement cible, avant dividende variable	219

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 30 juin 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 septembre 2022.

Le 30 septembre 2022, notre dette nette était de 5,3 G\$ et, par conséquent, nous prévoyons que notre rendement pour les actionnaires pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 sera de 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles de ce trimestre.

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 septembre 2022, notre dette à long terme, y compris la partie courante, se chiffrait à 8,8 G\$ (12,4 G\$ au 31 décembre 2021) et notre dette nette s'établissait à 5,3 G\$ (9,6 G\$ au 31 décembre 2021). En raison de la solidité des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, nous avons remboursé un montant important de la dette et réduit la dette nette au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022. Notre ratio dette nette/BAIIA ajusté s'établissait à 0,4 x et notre ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés s'établissait à 0,5 x au 30 septembre 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 1^{er} novembre 2022, le conseil d'administration de la société a déclaré un dividende de base pour le quatrième trimestre de 0,105 \$ par action ordinaire et un dividende variable pour le quatrième trimestre de 0,114 \$ par action ordinaire. Le dividende de base est payable le 30 décembre 2022 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 décembre 2022. Le dividende variable est payable le 2 décembre 2022 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 18 novembre 2022. Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, nous avons remis aux actionnaires respectivement 659 M\$ et 2,1 G\$ par le truchement de rachats d'actions.

Au cours du trimestre, nous avons conclu l'achat annoncé précédemment de la participation résiduelle de 50 % dans Sunrise et la vente de 337 stations-service au sein de notre réseau de vente au détail de carburant.

En outre, nous avons annoncé la conclusion d'une entente avec BP Products North America Inc. (« BP ») en vue d'acquérir la participation de 50 % de BP dans la raffinerie de Toledo, en Ohio. Cette acquisition nous donnera la pleine propriété et l'exploitation de la raffinerie et intégrera davantage nos capacités de production et de raffinage de pétrole lourd. La transaction devrait nous donner une capacité de production en aval supplémentaire de 80 milliers de barils par jour, dont 45 milliers de barils par jour de capacité de raffinage de pétrole lourd et nous permettra d'optimiser notre chaîne de valeur du pétrole lourd grâce à l'intégration à nos actifs en amont.

Le 20 septembre 2022, un incendie tragique s'est déclaré à la raffinerie de Toledo, causant la mort de deux travailleurs. Les enquêtes sur la cause de l'incident sont en cours et la raffinerie demeure fermée dans un état sécuritaire. Nous continuons d'évaluer l'évolution et le calendrier de la conclusion de la transaction.

En 2022, nos dépenses d'investissement totales prévues devaient 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 mettre l'accent sur la répartition rigoureuse 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 pour ce qui est de ses actifs en amont. Nous nous attendons à ce que la production annuelle moyenne en amont se situe entre 780 et 810 milliers de bep/j. Compte tenu de l'incident survenu à la raffinerie de Toledo, nous prévoyons désormais que la production de brut en aval sera légèrement inférieure à nos objectifs de 530 à 580 milliers de barils par jour en 2022. Nous continuons de surveiller la dynamique globale des marchés pour évaluer comment nous gérons les niveaux de production en amont et de débit en aval. Nos actifs peuvent répondre aux signaux des marchés et nous pouvons accélérer ou freiner la production en conséquence. Nos décisions quant aux niveaux de production et aux taux de traitement de brut seront basées sur la maximisation de la valeur que nous recevons pour nos produits.

Nos objectifs pour 2022, datés du 27 juillet 2022, peuvent être consultés sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion.

Nos activités

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

Secteurs en amont

- **Sables bitumineux**, qui se consacre aux activités de mise en valeur et de production de bitume et de pétrole lourd dans le nord de l'Alberta et la Saskatchewan. Les actifs de sables bitumineux de Cenovus comprennent les projets de Foster Creek, de Christina Lake et de Sunrise 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, 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). 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, d'établissements à carte-accès, de relais routiers, de points de vente en gros ainsi que de réseaux de vente en gros au Canada. En septembre 2022, nous avons cédé la majeure partie de notre réseau de vente au détail.

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 troisième trimestre de 2022, nous avons continué de produire un solide rendement opérationnel et des résultats financiers éloquentes dans le secteur en amont. Nous avons continué d'optimiser notre portefeuille alors que nous avons conclu l'acquisition de Sunrise annoncée précédemment et réalisé la sortie d'actifs du secteur Vente. Ces transactions nous permettent de nous concentrer sur notre force fondamentale dans les sables bitumineux et d'appliquer notre modèle d'exploitation à Sunrise, que nous détenons en propriété exclusive. Les prix des marchandises sont demeurés élevés comparativement à l'ensemble de 2021 et au premier trimestre de 2022, malgré un affaiblissement depuis le deuxième trimestre de 2022. Le WTI s'est établi en moyenne à 91,55 \$ US, une augmentation de 30 % par rapport au troisième trimestre de 2021 et une baisse de 16 % par rapport au deuxième trimestre de 2022. Les marges de craquage du marché se sont nettement améliorées comparativement au troisième trimestre de 2021, mais elles ont diminué par rapport aux sommets historiques du deuxième trimestre de 2022.

Dans l'ensemble, l'accent que nous avons continué de mettre sur la santé et la sécurité ainsi que sur les structures de coûts concurrentielles, cumulé aux prix élevés des marchandises, ont généré de solides résultats financiers. Nous avons réduit la dette totale de 2,5 G\$ et la dette nette de 2,3 G\$ depuis le 30 juin 2022 et nous avons remis aux actionnaires 864 M\$ par le truchement de rachats d'actions et de dividendes sur les actions ordinaires. Le 1^{er} novembre 2022, le conseil d'administration a déclaré un dividende variable pour le quatrième trimestre de 0,114 \$ par action ordinaire en plus du dividende de base.

Aperçu des résultats trimestriels

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2022			2021			2020		
	2022	2021	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Volumes de production¹⁾ (kbep/j)	779,2	780,1	777,9	761,5	798,6	825,3	804,8	765,9	769,3	467,2	471,8
Production de pétrole brut²⁾ (kb/j)	497,8	521,0	533,5	457,3	501,8	469,9	554,1	539,0	469,1	169,0	191,1
Produits des activités ordinaires³⁾	52 834	32 631	17 471	19 165	16 198	13 726	12 701	10 637	9 293	3 543	3 737
Marge d'exploitation⁴⁾	11 481	6 773	3 339	4 678	3 464	2 600	2 710	2 184	1 879	625	594
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	8 433	3 735	4 089	2 979	1 365	2 184	2 138	1 369	228	250	732
Fonds provenant de l'exploitation ajustés⁴⁾	8 632	5 300	2 951	3 098	2 583	1 948	2 342	1 817	1 141	333	407
Dépenses d'investissement	2 434	1 728	866	822	746	835	647	534	547	242	148
Fonds provenant de l'exploitation disponibles⁴⁾	6 198	3 572	2 085	2 276	1 837	1 113	1 695	1 283	594	91	259
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles^{4), 5)}	S. O.	S. O.	1 756	2 020	2 615	1 169	1 626	1 244	462	S. O.	S. O.
Résultat net⁶⁾	5 666	995	1 609	2 432	1 625	(408)	551	224	220	(153)	(194)
Par action – de base (\$)	2,87	0,48	0,83	1,23	0,81	(0,21)	0,27	0,11	0,10	(0,12)	(0,16)
Par action – dilué (\$)	2,79	0,47	0,81	1,19	0,79	(0,21)	0,27	0,11	0,10	(0,12)	(0,16)
Total de l'actif	55 086	54 594	55 086	55 894	55 655	54 104	54 594	53 384	53 378	32 770	32 857
Total des passifs à long terme	19 378	22 929	19 378	20 742	21 889	23 191	22 929	22 972	24 266	13 704	13 889
Dette à long terme, y compris la partie courante	8 774	12 986	8 774	11 228	11 744	12 385	12 986	13 380	13 947	7 441	7 797
Dette nette	5 280	11 024	5 280	7 535	8 407	9 591	11 024	12 390	13 340	7 184	7 530
Rendement en numéraire pour les actionnaires											
Actions ordinaires – dividende de base	481	106	205	207	69	70	35	36	35	—	—
Dividendes de base par action ordinaire (\$)	0,245	0,053	0,105	0,105	0,035	0,035	0,018	0,018	0,018	—	—
Achat d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique	2 143	—	659	1 018	466	265	—	—	—	—	—
Dividendes sur actions privilégiées	26	26	9	8	9	8	9	8	9	—	—

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

2) Représente la participation nette de Cenovus dans les activités de raffinage.

3) Les résultats de périodes 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.

Les activités d'exploitation sur lesquelles la direction exerce un contrôle ont affiché un bon rendement au troisième trimestre.

- Nous avons assuré le fonctionnement sûr et fiable de nos actifs exploités.
- La production de pétrole a commencé à notre usine thermique de Spruce Lake North. La production a été augmentée pour atteindre environ 10,0 milliers de barils par jour à la fin du trimestre.
- La production en amont s'est établie en moyenne à 777,9 milliers de bep par jour au troisième trimestre, comparativement à 761,5 milliers de bep par jour au deuxième trimestre de 2022 et à 804,8 milliers de bep par jour au troisième 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 533,5 milliers de barils par jour au troisième trimestre, une hausse de 76,2 milliers de barils par jour en regard du deuxième trimestre de 2022 et une baisse de 20,6 milliers de barils par jour comparativement au troisième trimestre de 2021.

Les produits des activités ordinaires se sont accrus de 38 % pour atteindre 17,5 G\$ comparativement au troisième trimestre de 2021 et ont accusé un recul de 9 % par rapport au deuxième trimestre de 2022, principalement en raison des fluctuations des prix des marchandises. Au troisième trimestre de 2022, le prix de vente réalisé des activités en amont s'est établi à 83,43 \$ le bep alors qu'il était de 66,44 \$ le bep au troisième trimestre de 2021. Par ailleurs, nos activités en aval ont donné lieu à des marges de raffinage plus élevées qu'au troisième trimestre de 2021.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont progressé respectivement de 2,0 G\$ et de 1,1 G\$ comparativement au troisième trimestre de 2021 et au deuxième trimestre de 2022. La marge d'exploitation a augmenté de 629 M\$ comparativement au troisième trimestre de 2021 et a diminué de 1,3 G\$ comparativement au deuxième trimestre de 2022. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont établis à 3,0 G\$ au troisième trimestre de 2022, en hausse de 609 M\$ par rapport au troisième trimestre de 2021 et relativement inchangés par rapport au deuxième trimestre de 2022, malgré le recul de la marge d'exploitation. Au troisième trimestre de 2022, nous avons comptabilisé un impôt sur le résultat en trésorerie beaucoup moins élevé et nous avons versé un paiement en trésorerie moins élevé au titre du paiement conditionnel par rapport au deuxième trimestre de 2022.

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 continué de réduire la dette puisque nous avons racheté un montant de 2,2 G\$ US du capital des billets échéant entre 2025 et 2043. Notre dette nette a diminué de 2,3 G\$ depuis le 30 juin 2022.
- Le 8 août 2022, nous avons annoncé une entente visant l'achat de la participation résiduelle de 50 % dans la raffinerie de Toledo (l'« acquisition de Toledo ») auprès de BP Canada, ce qui donne à Cenovus la pleine propriété de l'installation et rehausse l'intégration de nos capacités de production et de raffinage de pétrole lourd. Le 20 septembre 2022, un incident est survenu à la raffinerie, qui demeure fermée dans un état sécuritaire.
- Le 31 août 2022, nous avons conclu l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans Sunrise (l'« acquisition de Sunrise ») en contrepartie d'un montant en trésorerie de 394 M\$, déduction faite des ajustements de clôture, d'un paiement variable assorti d'une valeur cumulative maximale de 600 M\$ venant à échéance après huit trimestres postérieurs au 31 août 2022, et de notre participation de 35 % dans le projet extracôtier non mis en valeur de Bay du Nord à Terre-Neuve-et-Labrador.
- Le 13 septembre 2022, nous avons conclu la vente de 337 stations-service au sein de notre réseau de vente au détail de carburant pour un produit en trésorerie net de 404 M\$.

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

- Cenovus a racheté et annulé 29 millions d'actions ordinaires en contrepartie de 659 M\$ dans le cadre de l'offre publique pendant le troisième trimestre (97 millions d'actions ordinaires en contrepartie de 2,1 G\$ au cours des neuf premiers mois de 2022). Notre offre publique vient à échéance le 8 novembre 2022.
- Le 1^{er} novembre 2022, le conseil d'administration de la société a approuvé le dépôt d'une demande auprès de la TSX pour le renouvellement de notre offre publique visant à racheter jusqu'à 10 % du flottant de la société, soit environ 137 millions d'actions ordinaires de la société pour douze mois une fois obtenue l'approbation de la TSX.
- Le 1^{er} novembre 2022, le conseil a déclaré un dividende de base au quatrième trimestre de 0,105 \$ par action ordinaire, payable le 30 décembre 2022 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 décembre 2022.
- Le 1^{er} novembre 2022, le conseil a déclaré un dividende variable au quatrième trimestre de 0,114 \$ par action ordinaire, payable le 2 décembre 2022 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 18 novembre 2022.
- Le 1^{er} novembre 2022, le conseil a déclaré un dividende de 9 M\$ au quatrième trimestre sur les actions privilégiées de premier rang de la société, payables le 3 janvier 2023 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 décembre 2022.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats d'exploitation – Secteurs en amont

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2022	Variation (%)	2021	2022	Variation (%)	2021
Volumes de production en amont par secteur¹⁾ (kbep/j)						
Sables bitumineux	587,1	(2)	599,1	580,9	2	568,9
Hydrocarbures classiques	126,2	(4)	132,0	128,0	(6)	136,4
Production extracôtière	64,6	(12)	73,7	70,3	(6)	74,8
Total – volumes de production	777,9	(3)	804,8	779,2	—	780,1
Volumes de production en amont par produit						
Bitume (kb/j)	568,2	(1)	576,5	562,4	3	546,2
Pétrole brut lourd (kb/j)	16,8	(18)	20,5	16,5	(20)	20,6
Pétrole brut léger (kb/j)	16,0	(29)	22,6	19,8	(18)	24,1
LGN (kb/j)	32,1	(10)	35,5	35,4	(10)	39,3
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	868,7	(3)	897,9	870,9	(3)	899,5
Total – volumes de production (kbep/j)	777,9	(3)	804,8	779,2	—	780,1
Total – volumes de vente en amont²⁾ (kbep/j)	686,8	(6)	728,1	698,4	1	694,5
Prix net opérationnel^{3), 4)} (\$/bep)	42,14	6	39,74	57,26	62	35,35

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 484 Mpi³/j et 506 Mpi³/j, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 (504 Mpi³/j et 511 Mpi³/j, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 9,0 G\$ et à 28,8 G\$, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 (6,6 G\$ et 18,0 G\$ respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021).

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

Au troisième trimestre de 2022, la production a augmenté de 16,4 milliers de barils par jour par rapport au deuxième trimestre de 2022, principalement en raison des facteurs suivants :

- des activités de révision à Christina Lake au deuxième trimestre de 2022;
- l'acquisition de Sunrise le 31 août 2022, ajoutant environ 8,0 milliers de barils par jour au cours du trimestre;
- le début de la production de vapeur à l'usine thermique de Spruce Lake North; la production a été augmentée pour atteindre environ 10,0 milliers de barils par jour à la fin du trimestre.

Cette augmentation est en partie annulée par :

- les activités de maintenance planifiées et les interruptions non planifiées à Foster Creek au troisième trimestre de 2022;
- les activités de maintenance planifiées au sein du secteur Production extracôtière au troisième trimestre de 2022;
- le transfert à un partenaire de 12,5 % de la participation directe dans le champ West White Rose et ses extensions satellites le 31 mai 2022.

Au troisième trimestre de 2022, la production a diminué de 26,9 milliers de barils par jour par rapport à la période correspondante de 2021. La baisse est principalement attribuable à la vente des actifs de Tucker le 31 janvier 2022, la vente des actifs de Wembley le 28 février 2022 et la restructuration de notre participation directe dans les champs de White Rose le 31 mai 2022. Les activités de maintenance planifiées dans les secteurs Hydrocarbures classiques et Production extracôtière ont également contribué à cette baisse. Ces baisses ont été en partie annulées par l'acquisition de Sunrise et l'entrée en production de l'usine thermique de Spruce Lake North au troisième trimestre. La production à Foster Creek et Christina Lake est restée stable au troisième trimestre de 2022 comparativement à 2021 en raison de la mise en service de nouveaux puits en 2022 et au cours du deuxième semestre de 2021, annulée en partie par les activités de maintenance et les arrêts d'exploitation planifiés à Foster Creek au cours du trimestre.

En cumul depuis le début de l'exercice, la production est restée relativement stable par rapport à 2021 en raison des facteurs susmentionnés, cumulés à l'incidence des activités de révision et des arrêts d'exploitation planifiés à Foster Creek au deuxième trimestre de 2021.

Sommaire des résultats d'exploitation – Secteurs en aval

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2022	Variation (%)	2021	2022	Variation (%)	2021
Fabrication en aval – production de pétrole brut (kb/j)						
Fabrication au Canada	98,5	(9)	108,3	92,5	(13)	106,0
Fabrication aux États-Unis	435,0	(2)	445,8	405,3	(2)	415,0
Total de la production	533,5	(4)	554,1	497,8	(4)	521,0
Vente¹⁾ (millions de litres/j)						
Ventes de carburant, y compris en gros	6,9	(5)	7,3	6,7	(3)	6,9

1) Le 13 septembre 2022, nous avons conclu la vente de 337 stations-service au sein de notre réseau de vente au détail de carburant. Nous avons conservé nos activités liées aux carburants commerciaux, qui comprennent 170 établissements à carte-accès, des services de livraison de carburant en vrac et des relais routiers.

Dans le secteur Fabrication au Canada, la production a augmenté pour passer à 17,6 milliers de barils par jour au troisième trimestre de 2022 comparativement au deuxième trimestre à la suite de l'achèvement des activités de révision planifiées à l'usine de valorisation de Lloydminster et à la raffinerie de Lloydminster au deuxième trimestre.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2022, la production du secteur Fabrication au Canada a accusé un léger recul comparativement à la période correspondante de 2021 en raison des interruptions non planifiées provisoires à l'usine de valorisation de Lloydminster et à la raffinerie de Lloydminster qui ont eu lieu au troisième trimestre de 2022. En cumul depuis le début de l'exercice, la production a reculé de 13,5 milliers de barils par jour par rapport à 2021, en raison des activités de révision planifiées au deuxième trimestre et des interruptions non planifiées au troisième trimestre de 2022.

Dans le secteur Fabrication aux États-Unis, la production a augmenté pour passer à 58,6 milliers de barils par jour au troisième trimestre de 2022 comparativement au deuxième trimestre. Cette hausse s'explique avant tout par les activités de révision planifiées pour le printemps aux raffineries non exploitées de Wood River et de Borger achevées au deuxième trimestre et aux activités de révision planifiées à la raffinerie non exploitée de Toledo qui ont commencé au deuxième trimestre pour s'achever au début d'août. Cette augmentation a été annulée en partie par des activités de révision planifiées pour l'automne à la raffinerie de Wood River qui ont débuté en septembre et se sont achevées en octobre ainsi que par l'incident survenu à la raffinerie de Toledo le 20 septembre 2022.

Dans le secteur Fabrication aux États-Unis, la production est restée relativement stable au troisième trimestre de 2022 comparativement à la période correspondante de 2021. Aux raffineries de Wood River et de Borger, la production s'est accrue pour atteindre 224,2 milliers de barils par jour par rapport à 2021 compte tenu du solide rendement d'exploitation au cours du trimestre à l'étude. Cette augmentation a été annulée en partie par les activités de révision planifiées pour l'automne à la raffinerie de Wood River. À la raffinerie de Toledo, la production a diminué de 24,4 milliers de barils par jour par rapport à 2021 en raison des activités de révision planifiées achevées au début d'août ainsi que de l'incident survenu en septembre. À la raffinerie de Lima, la production de pétrole brut s'est établie à 164,2 milliers de barils par jour au troisième trimestre, en hausse par rapport à 2021 puisque la production avait ralenti à la fin de septembre 2021 en prévision des activités de révision planifiées. En cumul depuis le début de l'exercice, la production est restée relativement stable comparativement à 2021 puisque les conditions favorables du marché ont annulé en partie l'incidence des activités de révision planifiées aux installations non exploitées des raffineries de Wood River, de Borger et de Toledo en 2022.

Sommaire des résultats financiers consolidés

Marge d'exploitation

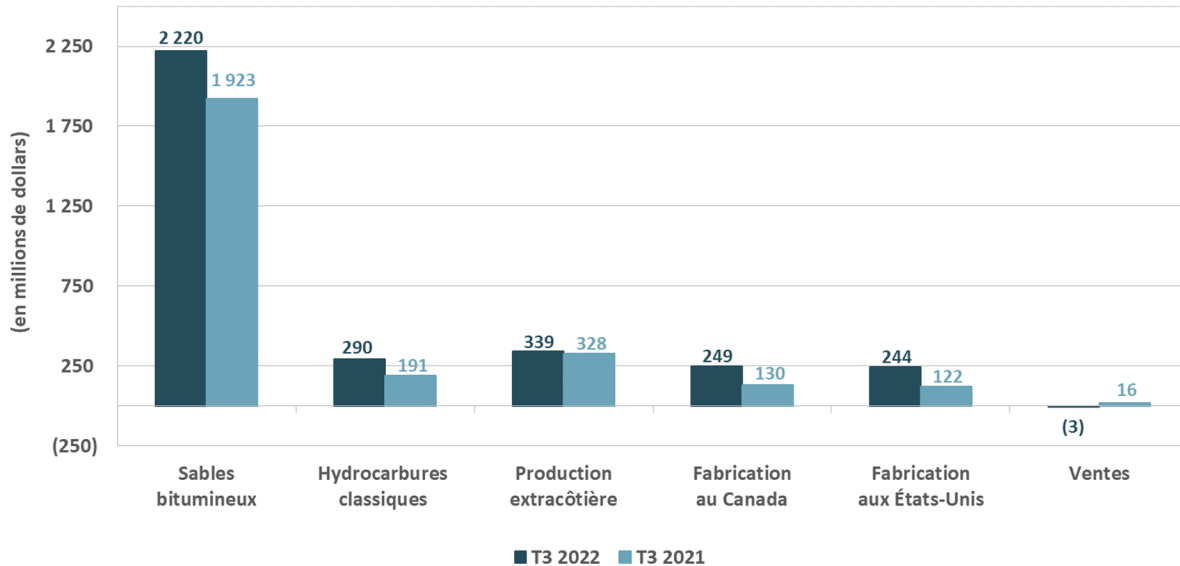
La marge d'exploitation est une mesure financière déterminée qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'une période à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie de nos actifs.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Chiffre d'affaires brut¹⁾	21 316	14 884	62 989	38 145
Déduire : Redevances	1 226	733	3 993	1 639
Produits des activités ordinaires	20 090	14 151	58 996	36 506
Charges				
Marchandises achetées ¹⁾	12 279	7 782	31 550	19 039
Transport et fluidification ¹⁾	2 803	2 137	9 235	6 115
Charges d'exploitation	1 695	1 337	5 125	3 945
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(26)	185	1 605	634
Marge d'exploitation	3 339	2 710	11 481	6 773

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 secteur

Trimestres clos les 30 septembre



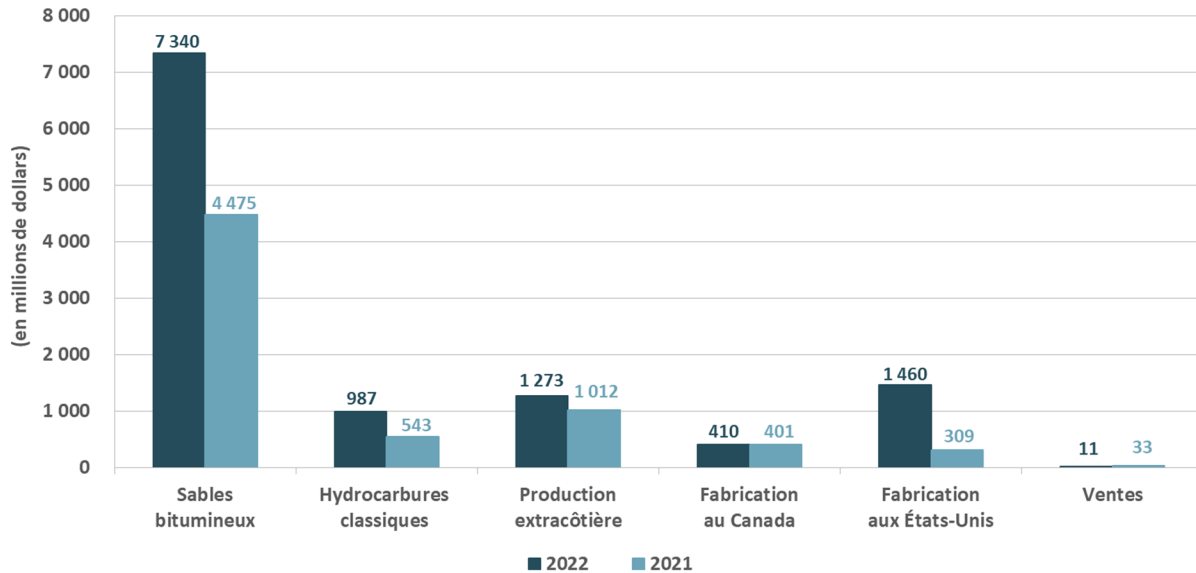
La marge d'exploitation a augmenté au cours du trimestre clos le 30 septembre de 2022 par rapport à celle de la période correspondante de 2021 principalement en raison des facteurs suivants :

- des prix de vente moyens réalisés plus élevés sur le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel en raison de la hausse des prix de référence;
- une augmentation des marges de raffinage de nos activités en aval en raison de l'accroissement des marges de craquage sur le marché, annulée en partie par la hausse du coût de la charge d'alimentation traitée au cours du trimestre à partir de stocks à un prix plus élevé dans le secteur Fabrication aux États-Unis;
- les pertes réalisées liées à la gestion des risques au troisième trimestre de 2021 comparativement à des profits en 2022; les pertes constatées en 2021 visaient principalement les activités de gestion du risque lié au prix de vente du brut fondé sur le WTI; ces activités ont pris fin plus tôt au cours de l'exercice.

Ces augmentations de la marge d'exploitation ont été en partie annulées par :

- une hausse des redevances et des coûts du carburant, tous deux résultant des prix des marchandises plus élevés;
- des interruptions planifiées et non planifiées des activités en aval, ce qui s'est répercuté sur les volumes de vente et les charges d'exploitation;
- la baisse des volumes de vente tirés des activités en amont;
- une augmentation des frais de fluidification en raison de la hausse du prix des condensats.

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre



La marge d'exploitation a augmenté au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre de 2022 par rapport à celle de la période correspondante de 2021 principalement en raison des facteurs suivants :

- des prix de vente moyens réalisés plus élevés sur le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel en raison de la hausse des prix de référence;
- une augmentation des marges de raffinage de nos activités en aval en raison de l'accroissement des marges de craquage sur le marché.

Ces augmentations de la marge d'exploitation ont été en partie annulées par :

- une hausse des redevances et des coûts du carburant, tous deux résultant des prix des marchandises plus élevés;
- des activités de révision planifiées dans le secteur aval au deuxième trimestre de 2022, ce qui s'est répercuté sur les volumes de vente et les charges d'exploitation;
- une augmentation des pertes liées à la gestion des risques réalisées imputables à l'écart entre les prix de référence au règlement et les prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques en 2022; tous les contrats sur le WTI liés à nos activités de gestion du risque relatif au prix de vente du brut ont été dénoués au deuxième trimestre de 2022;
- une augmentation des frais de fluidification en raison de la hausse du prix des condensats.

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

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés constituent une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur pétrolier et gazier qui permet d'évaluer la capacité d'une entreprise de financer ses programmes d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 089	2 138	8 433	3 735
(Ajouter) déduire :				
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(55)	(38)	(101)	(67)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	1 193	(166)	(98)	(1 498)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	2 951	2 342	8 632	5 300

Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont été plus élevés pour le trimestre clos le 30 septembre 2022 que pour la période correspondante de 2021 en raison de la hausse de la marge d'exploitation susmentionnée. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par la hausse du paiement conditionnel trimestriel au troisième trimestre de 2022.

La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au troisième trimestre de 2022 est attribuable au recouvrement des comptes débiteurs et aux soldes des stocks depuis le 30 juin 2022, lorsque les prix des marchandises étaient plus élevés, et à la baisse des comptes créditeurs.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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. La hausse a été annulée en partie par l'accroissement de l'impôt sur le résultat en trésorerie et des paiements conditionnels trimestriels au cours des neuf premiers mois de 2022.

La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement pour les neuf premiers mois de 2022 a été relativement limitée puisque la hausse des prix des marchandises a fait augmenter les comptes débiteurs et les stocks, cette hausse ayant été contrebalancée en partie par l'augmentation des impôts exigibles le 30 septembre 2022 par rapport au 31 décembre 2021.

Résultat net

(en millions de dollars)	Trimestre clos le	Période de neuf mois close le
Résultat net des périodes closes le 30 septembre 2021	551	995
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Marge d'exploitation	629	4 708
Activités non sectorielles et éliminations		
Frais généraux et frais d'administration	30	(54)
Charges financières	153	205
Coûts d'intégration	18	223
Profit (perte) de change latent	(187)	(639)
Profits de réévaluation	549	549
Réévaluation des paiements conditionnels	244	429
Profit (perte) à la sortie d'actifs	(85)	147
Autres profits (pertes), montant net	(48)	259
Autres ¹⁾	101	146
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques ²⁾	(23)	316
Amortissement et épuisement	106	25
Coûts de prospection	(68)	(84)
Produit (charge) d'impôt sur le résultat	(361)	(1 559)
Résultat net des périodes closes le 30 septembre 2022	1 609	5 666

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 troisième trimestre de 2022 s'est amélioré par rapport à 2021 pour les raisons suivantes :

- la hausse de la marge d'exploitation susmentionnée;
- les profits de réévaluation de 549 M\$ relativement à l'acquisition de Sunrise;
- un profit de réévaluation du paiement conditionnel de 109 M\$ en 2022 relativement à l'acquisition de Sunrise, comparativement à une perte de 135 M\$ en 2021 relativement à l'acquisition d'une participation de 50 % dans FCCL Partnership;
- la diminution de la dotation à l'amortissement et l'épuisement principalement attribuable aux réductions de valeur dans le secteur Sables bitumineux au troisième trimestre de 2021;
- des charges financières de 207 M\$, comparativement à 360 M\$ en 2021; les charges financières du troisième trimestre de 2022 comprenaient un escompte net de 4 M\$ au remboursement de la dette à long terme, comparativement à une prime nette de 115 M\$ au troisième trimestre de 2021.

Le bénéfice net des neuf premiers mois de 2022 s'est amélioré par rapport à 2021 pour les raisons suivantes :

- la hausse de la marge d'exploitation susmentionnée;
- les profits de réévaluation de 549 M\$ relativement à l'acquisition de Sunrise au troisième trimestre de 2022;
- la perte à la réévaluation du paiement conditionnel de 142 M\$ par rapport à 571 M\$ en 2021;
- des profits latents liés à la gestion des risques de 74 M\$, comparativement à des pertes de 242 M\$ en 2021;
- l'accroissement des autres produits en raison du produit d'assurance lié à la raffinerie de Superior;
- des coûts d'intégration de 79 M\$, comparativement à 302 M\$ en 2021;
- des charges financières de 631 M\$, comparativement à 836 M\$ en 2021; les charges financières des neuf premiers mois de 2022 comprenaient un escompte net de 29 M\$ au remboursement de la dette à long terme, comparativement à une prime nette de 115 M\$ en 2021; la baisse du solde moyen de la dette à long terme en 2022 a également contribué à cette diminution;
- les profits nets à la sortie d'actifs de 244 M\$ en 2022, principalement liés à la cession de Tucker et de Wembley et à la sortie d'actifs représentant une participation de 12,5 % dans le champ White Rose et ses extensions satellites, en partie annulés par une perte à la sortie d'actifs du secteur Vente.

L'augmentation du résultat net pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 a été partiellement compensée par la hausse de la charge d'impôt sur le résultat et l'accroissement des pertes de change latentes, le dollar canadien s'étant déprécié par rapport au dollar américain au 30 septembre 2022.

Dette nette

(en millions de dollars)	30 septembre 2022	31 décembre 2021
Emprunts à court terme	—	79
Partie courante de la dette à long terme	—	—
Dette à long terme	8 774	12 385
Dette totale	8 774	12 464
Déduire : Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 494)	(2 873)
Dette nette	5 280	9 591

Depuis le 31 décembre 2021, la dette à long terme a diminué de 3,6 G\$ et la dette nette a été réduite de 4,3 G\$. Au troisième trimestre, la dette à long terme a diminué de 2,5 G\$ et la dette nette a été réduite de 2,3 G\$. Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2022, nous avons racheté un montant de 2,2 G\$ US du capital des billets échéant entre 2025 et 2043. Au cours du premier semestre de 2022, nous avons racheté le solde du montant de 384 M\$ US du capital des billets en circulation échéant en 2023 et 2024 ainsi que le montant total de 750 M\$ du capital des billets en circulation à 3,55 % 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 le 30 septembre 2022, ce qui s'est répercuté sur notre dette libellée en dollars américains.

Dépenses d'investissement¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Secteurs en amont				
Sables bitumineux	360	198	1 111	617
Hydrocarbures classiques	67	41	188	135
Production extracôtière	81	69	225	130
	508	308	1 524	882
Secteurs en aval				
Fabrication au Canada	17	9	67	23
Fabrication aux États-Unis	300	301	774	743
Vente	7	16	10	22
	324	326	851	788
Activités non sectorielles et éliminations	34	13	59	58
Dépenses d'investissement	866	647	2 434	1 728

1) Comprennent les dépenses liées aux immobilisations corporelles et les intérêts incorporés.

Pour les neuf premiers mois 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 à Sunrise ainsi qu'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 des neuf premiers mois de 2022 ont été axées sur les programmes de forage, d'achèvement et de raccordement de puits de maintien.

Pour les neuf premiers mois 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 des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador.

Les dépenses d'investissement du secteur Fabrication aux États-Unis au cours des neuf premiers mois 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.

Au troisième trimestre de 2022, les dépenses d'investissement ont subi le contrecoup de la hausse des coûts en raison de l'inflation.

Activités de forage

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	Nombre net de puits d'exploration stratigraphique et puits d'observation		Nombre net de puits productifs ¹⁾	
	2022	2021	2022	2021
Foster Creek	52	17	22	6
Christina Lake ²⁾	—	25	21	9
Sunrise	15	—	2	—
Production par méthode thermique à Lloydminster	1	—	29	21
Tucker	6	—	—	—
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	—	—	—	2
Autres ³⁾	16	17	—	—
	90	59	74	38

1) Les paires de puits DGMV du secteur Sables bitumineux comptent pour un seul puits productif.

2) Comprend Narrows Lake.

3) Comprennent 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)	Période de neuf mois close le 30 septembre 2022			Période de neuf mois close le 30 septembre 2021		
	Forés	Achevés	Raccordés	Forés	Achevés	Raccordés
Hydrocarbures classiques	19	28	29	14	17	18

Dans le secteur Production extracôtière, nous avons foré et achevé sept (2,8 puits nets) puits de mise en valeur planifiés dans les champs MBH et MDA en Indonésie au cours des neuf premiers mois de 2022 (aucun puits foré, achevé ou raccordé en 2021). Nous avons réalisé la première production de gaz au champ de MBH en octobre et nous nous attendons à ce que la première production du champ de MDA ait lieu en novembre 2022.

Dépenses d'investissement futures

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.

Le tableau qui suit présente les prévisions pour 2022 :

	Dépenses d'investissement (en millions de dollars)	Production (kbp/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.

Compte tenu de l'incident à la raffinerie de Toledo, la production et les charges d'exploitation du secteur Fabrication aux États-Unis devraient désormais être légèrement inférieures à la fourchette prévisionnelle.

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

- le maintien de la production du secteur Sables bitumineux;
- les programmes de forage de puits de maintien du secteur Hydrocarbures classiques;
- le projet de reconstruction de la raffinerie de Superior;
- le projet de prolongement de la durée d'utilité de Terra Nova et le projet West White Rose dans le secteur Production extracôtière;
- les opérations de raffinage et la fiabilité dans les secteurs en aval.

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

PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS

En ce qui concerne nos résultats financiers, les principaux inducteurs de performance sont les prix des marchandises, les écarts de prix liés à la qualité et à l'emplacement, les marges de craquage des raffineries, ainsi que les taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain et entre le yuan chinois et le dollar canadien. Le tableau qui suit présente certains prix de référence et les taux de change moyens destinés à faciliter la lecture de nos résultats financiers.

Principaux prix de référence et taux de change¹⁾

(prix moyen en \$ US/b, sauf indication contraire)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	2022	Variation (%)	2021	T3 2022	T2 2022	T3 2021
Brent daté	105,35	56	67,73	100,85	113,78	73,47
WTI	98,09	51	64,82	91,55	108,41	70,56
Écart Brent daté-WTI	7,26	149	2,91	9,30	5,37	2,91
WCS à Hardisty	82,36	57	52,31	71,69	95,61	56,98
Écart WTI/WCS	15,73	26	12,51	19,86	12,80	13,58
WCS (\$ CA/b)	105,54	61	65,41	93,53	122,07	71,80
WCS à Nederland	91,81	49	61,58	82,91	103,34	65,79
Écart WTI/WCS à Nederland	6,28	94	3,24	8,64	5,07	4,77
Condensats (C5 à Edmonton)	97,24	51	64,56	87,26	108,34	69,24
Écart WTI/condensats (positif) négatif	0,85	227	0,26	4,29	0,07	1,32
Écart WCS/condensats (positif) négatif	(14,88)	(21)	(12,25)	(15,57)	(12,73)	(12,26)
Moyenne (\$ CA/b)	124,62	54	80,73	113,89	138,30	87,18
Pétrole synthétique à Edmonton	102,61	62	63,24	100,34	114,46	68,98
Écart WTI-pétrole synthétique (positif) négatif	(4,52)	(386)	1,58	(8,79)	(6,05)	1,58
Prix des produits raffinés						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	126,58	53	82,81	121,52	149,05	91,90
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	144,82	75	82,99	148,24	166,62	89,96
Prix de référence – raffinage						
Chicago – marges de craquage 3-2-1 ²⁾	34,57	92	18,04	38,87	46,50	20,67
Groupe 3 – marges de craquage 3-2-1 ²⁾	34,29	85	18,49	38,57	44,35	20,35
Numéros d'identification renouvelables (« NIR »)	7,45	7	6,97	8,11	7,80	7,32
Prix du gaz naturel						
AECO (\$ CA/kpi ³)	5,56	79	3,11	5,81	6,28	3,54
NYMEX (\$ US/kpi ³)	6,77	113	3,18	8,20	7,17	4,01
Taux de change						
Taux moyen \$ US/\$ CA	0,780	(2)	0,799	0,766	0,783	0,794
Taux de clôture \$ US/\$ CA	0,730	(7)	0,785	0,730	0,776	0,785
Taux moyen yuan/\$ CA	5,147	—	5,172	5,246	5,180	5,136

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 troisième trimestre de 2022, les prix mondiaux du pétrole brut sont demeurés élevés malgré l'assouplissement de l'offre et de la demande de pétrole brut. Cependant, la faiblesse de la confiance dans l'économie et le ralentissement de la croissance de la demande en Chine, en Europe et aux États-Unis ont exercé une pression à la baisse sur les prix du pétrole brut. L'offre mondiale de pétrole brut a été solide en raison de la production élevée de l'Arabie saoudite et des Émirats arabes unis ainsi que du déblocage sans précédent du pétrole des réserves stratégiques de pétrole du gouvernement des États-Unis. L'offre et les exportations russes sont demeurées constantes en raison des achats importants de l'Inde et de la Chine, ce qui a érodé une partie de la prime de risque géopolitique sur les prix.

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.

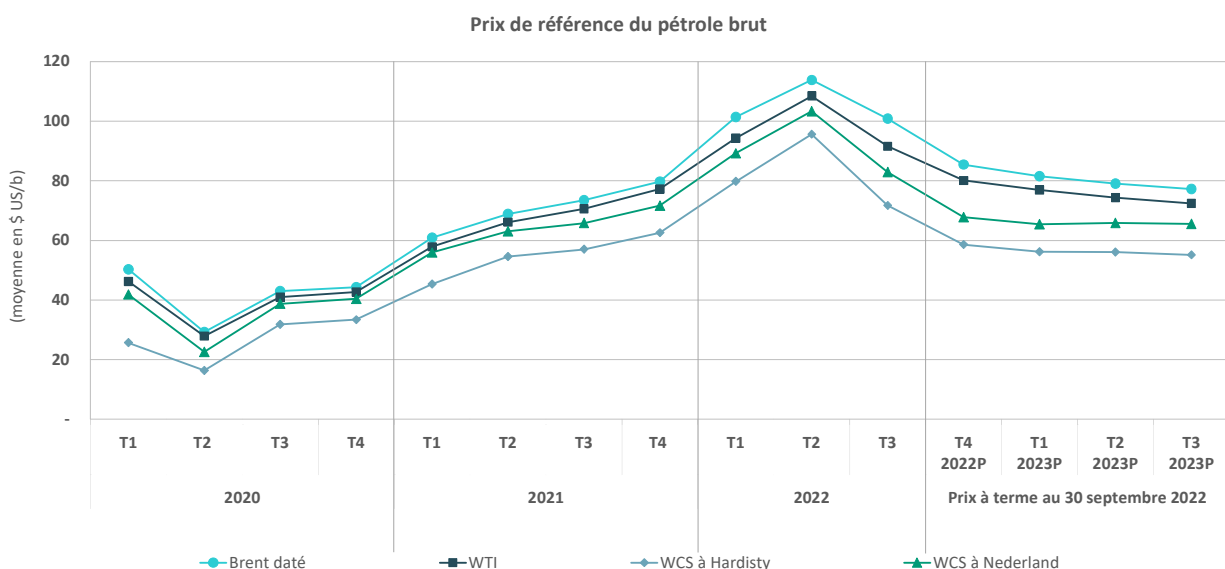
Le prix obtenu pour notre pétrole brut de l'Atlantique et nos LGN de l'Asie-Pacifique est établi essentiellement en fonction du prix du Brent. L'écart Brent-WTI s'est creusé par rapport à 2021 et au deuxième trimestre de 2022 en raison de la hausse des coûts de transport et des perturbations de l'approvisionnement 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. L'écart entre le WCS à Hardisty et le WTI est fonction de la différence de qualité entre le brut léger et le brut lourd et du coût du transport. Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2022, l'écart moyen entre le WTI et le WCS à Hardisty s'est élargi par rapport à 2021 et au deuxième trimestre de 2022, en partie en raison de l'écart de qualité plus important sur la côte américaine du golfe du Mexique décrit ci-dessous ainsi que de l'augmentation de la production dans l'Ouest canadien à la suite des activités de révision planifiées.

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. L'écart entre les prix de référence du WCS à Nederland et du WTI s'est élargi par rapport à 2021 et au deuxième trimestre de 2022, principalement en raison de la baisse de la demande compte tenu des activités de maintenance planifiées et non planifiées des raffineries et de la hausse de l'offre en raison 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 prix du pétrole brut synthétique à Edmonton s'est considérablement raffermi au troisième trimestre de 2022 par rapport au troisième 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 prime sur le pétrole synthétique par rapport au WTI s'est élargie par rapport au deuxième trimestre de 2022, car les bruts synthétiques continuent de bénéficier de la forte demande de produits raffinés.



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.

Au troisième trimestre de 2022, l'écart entre les prix de référence des condensats à Edmonton et du WTI s'est accentué. À l'échelle mondiale, les prix du condensat ont subi des pressions en raison de la hausse de l'offre attribuable à la forte utilisation des raffineries et à la faiblesse de la demande mondiale de produits pétrochimiques.

Prix de référence – raffinage

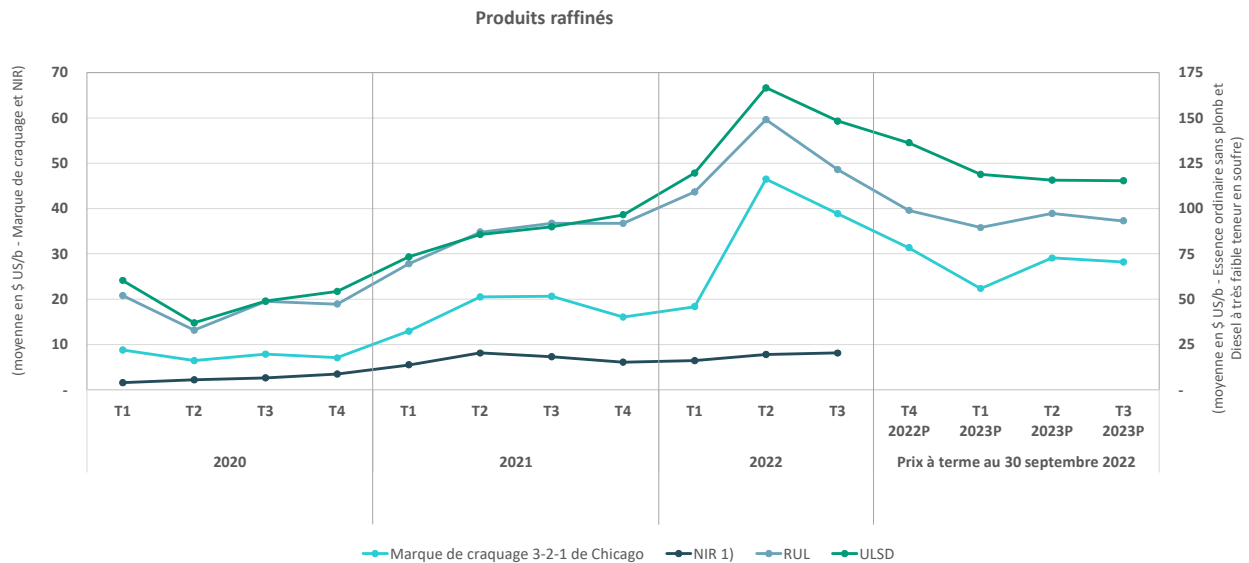
Les prix de référence que sont le prix de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et le prix du diesel à très faible teneur en soufre à Chicago sont représentatifs des prix des produits raffinés sur le marché intérieur et servent à calculer la marge de craquage 3-2-1 sur le marché à Chicago. La marge 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 troisième trimestre de 2022 comparativement au troisième 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. Les coûts des NIR demeurent élevés en raison du marché tendu pour les biocarburants, de la hausse des prix des charges d'alimentation et de l'incertitude entourant les politiques qui influent sur la demande de NIR. Les prix moyens des produits raffinés à Chicago ont diminué au troisième trimestre de 2022 par rapport au sommet historique du deuxième trimestre de 2022, mais ils demeurent bien au-dessus des normes saisonnières, car les marchés des produits sont toujours extrêmement serrés, en particulier le marché du distillat. Le recul au troisième trimestre peut être attribué à un léger affaiblissement de la demande dans un contexte de forte inflation.

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. 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 troisième trimestre de 2022 par rapport au deuxième trimestre de 2022 et se sont fortement améliorés comparativement au troisième 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 ainsi qu'aux inquiétudes concernant l'approvisionnement en gaz russe. Les prix moyens AECO ont diminué depuis le deuxième trimestre de 2022 et l'écart entre les prix AECO et du NYMEX s'est élargi par rapport au deuxième trimestre de 2022 et au troisième trimestre de 2021 en raison des activités de maintenance planifiées et non planifiées 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 établissements aux États-Unis et en Asie-Pacifique.

Pour les neuf premiers mois de 2022, le cours moyen du dollar canadien s'est déprécié par rapport à celui du dollar américain, comparativement à 2021, ce qui a eu une incidence favorable sur nos produits des activités ordinaires d'un exercice à l'autre. Le fléchissement du dollar canadien par rapport au dollar américain au 30 septembre 2022 comparativement au 31 décembre 2021 a donné lieu à des pertes de change latentes de 444 M\$ à la conversion de notre dette libellée en dollars américains.

Une partie de nos contrats de vente à long terme en Asie-Pacifique sont libellés en yuans. Une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au yuan entraînera une diminution des produits des activités ordinaires en dollars canadiens tirés de la vente de marchandises dérivées du gaz naturel dans la région. Pour les neuf premiers mois 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 le coût de nos emprunts à court terme et les passifs relatifs au démantèlement que nous déclarons. 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 septembre 2022, le taux directeur de la Banque du Canada était de 3,25 %, en hausse par rapport au taux de 0,25 % le 31 décembre 2021 en raison des inquiétudes concernant l'inflation. Le 26 octobre 2022, le taux a augmenté de 0,50 % pour s'établir à 3,75 %.

PRÉVISION DES PRIX DES MARCHANDISES

Les prix du pétrole brut ont fléchi au troisième trimestre de 2022, mais ils demeurent élevés, car l'équilibre entre l'offre et la demande est serré et la capacité de réserve du pétrole brut est limitée. La trajectoire des prix du pétrole brut demeure incertaine et volatile dans un marché de plus en plus instable dont les facteurs clés restent imprévisibles. Les risques liés aux approvisionnements russes demeurent les risques géopolitiques les plus importants sur les marchés, et l'interdiction imminente par l'UE du pétrole brut et des produits russes pourrait perturber les exportations. La politique de l'OPEP+ continuera d'être un facteur clé pour les prix du brut, et l'annonce récente d'une réduction des quotas de production du groupe soutient les prix.

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, du déblocage de volumes des réserves stratégiques de pétrole aux États-Unis 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 sont autant de risques 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.

- On ne s'attend pas à ce que la production de l'OPEP+ augmente avec l'annonce de la réduction des quotas, mais la politique pourrait être modifiée en fonction de l'évolution du marché.
- 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 le prix au carrefour Henry et le prix 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 à l'écart WTI sur les marges du brut comprend les marges du brut léger et du brut lourd. L'exposition aux marges du brut léger-moyen est liée au brut léger-moyen 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 fermes actuels en matière de capacité de transport nous permettent d'appuyer les projets 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 poursuivrons la gestion de nos taux de production en fonction des contraintes limitant la capacité de transport pipelinier, de la réduction de production volontaire et obligatoire et des écarts de prix du brut.
- Les réservoirs de stockage traditionnel du brut à divers emplacements.

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, notamment les écarts de prix qui en découlent et les marges de raffinage.

SECTEURS À PRÉSENTER

SECTEURS EN AMONT

SABLES BITUMINEUX

Au troisième trimestre de 2022, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- produit 585,0 milliers de barils de pétrole brut par jour;
- inscrit une marge d'exploitation de 2,2 G\$, soit une augmentation de 297 M\$ par rapport au troisième trimestre de 2021 attribuable principalement à la hausse des prix de vente moyens réalisés;
- commencé à produire du pétrole à notre usine thermique de Spruce Lake North; la production a été haussée pour atteindre environ 10,0 milliers de barils par jour à la fin du trimestre;
- engagé des dépenses d'investissement de 360 M\$ essentiellement pour le maintien des activités à Christina Lake, à Foster Creek, aux actifs de production par méthode thermique de Lloydminster et à Sunrise;
- enregistré un prix net opérationnel de 41,91 \$ le bep.

Le 31 août 2022, nous avons conclu l'achat de la participation résiduelle de 50 % de BP Canada Energy Group ULC (« BP Canada ») dans Sunrise, ce qui nous donne la pleine propriété de l'entreprise et rehausse notre force fondamentale dans le secteur des sables bitumineux. La contrepartie totale comprenait un montant en trésorerie de 394 M\$, déduction faite des ajustements de clôture, un paiement variable assorti d'une valeur cumulative maximale de 600 M\$ venant à échéance après deux ans, et la participation directe de 35 % de Cenovus dans le projet extracôtier non mis en valeur de Bay du Nord à Terre-Neuve-Labrador.

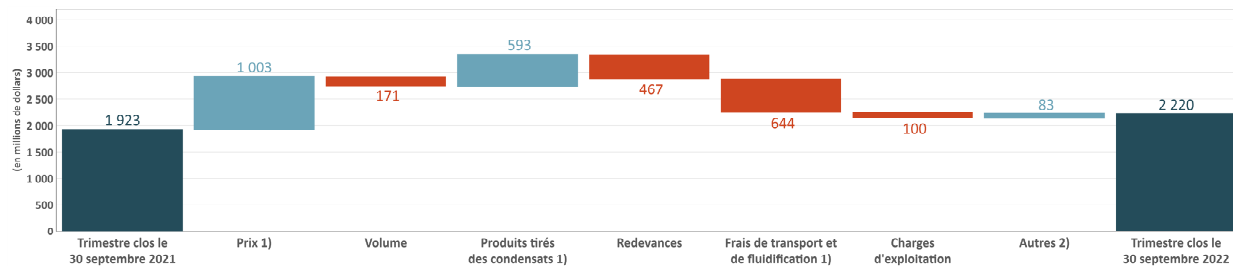
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2021	30 septembre	2021
Chiffre d'affaires brut¹⁾	8 778	6 117	28 044	16 110
Déduire : Redevances	1 136	669	3 709	1 462
Produits des activités ordinaires	7 642	5 448	24 335	14 648
Charges				
Marchandises achetées ¹⁾	1 933	629	4 216	1 748
Transport et fluidification ¹⁾	2 758	2 114	9 114	6 048
Charges d'exploitation	689	616	2 197	1 793
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	42	166	1 468	584
Marge d'exploitation	2 220	1 923	7 340	4 475
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(2)	(39)	(59)	194
Amortissement et épuisement	652	743	1 977	1 982
Coûts de prospection	7	2	7	15
Quote-part revenant à la société du résultat net des entreprises associées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	8	(5)
Résultat sectoriel	1 563	1 217	5 407	2 289

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.

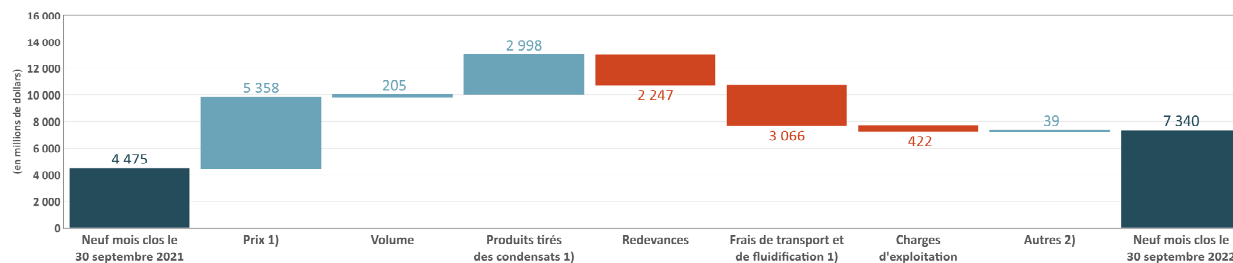
Variation de la marge d'exploitation

Trimestre clos le 30 septembre 2022



- 1) Les produits des activités ordinaires que nous présentons tiennent compte de la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd. Les coûts des condensats sont comptabilisés dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut ne tient pas compte de l'incidence des achats de condensats.
- 2) L'élément « Autres » comprend les volumes obtenus auprès de tiers ainsi que les activités de construction et les autres activités non liées à la production de pétrole brut, de LGN ou de gaz naturel.

Période de neuf mois close le 30 septembre 2022



- 1) Les produits des activités ordinaires que nous présentons tiennent compte de la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd. Les coûts des condensats sont comptabilisés dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut ne tient pas compte de l'incidence des achats de condensats.
- 2) L'élément « Autres » comprend les volumes obtenus auprès de tiers ainsi que les activités de construction et les autres activités non liées à la production de pétrole brut, de LGN ou de gaz naturel.

Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Total – volumes de vente (kbep/j)	578,0	613,1	583,8	571,4
Prix réalisé total¹⁾ (\$/bep)	84,29	67,08	99,78	60,61
Production de pétrole brut par actif (kb/j)				
Foster Creek	182,4	187,1	189,3	169,1
Christina Lake	252,8	242,5	245,2	232,0
Sunrise ²⁾	30,9	28,3	26,8	26,1
Production par méthode thermique à Lloydminster	102,1	98,0	99,0	97,3
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	16,8	20,5	16,5	20,6
Tucker ³⁾	—	20,6	2,1	21,7
Total – production quotidienne de pétrole brut⁴⁾ (kb/j)	585,0	597,0	578,9	566,8
Gaz naturel tiré des sables bitumineux ⁵⁾ (Mpi ³ /j)	12,6	11,9	12,5	12,7
Total – production quotidienne (kbep/j)	587,1	599,1	580,9	568,9
Taux de redevance réel (%)	27,8	19,7	25,4	17,6
Frais de transport et de fluidification⁴⁾ (\$/bep)	7,72	7,09	7,48	7,40
Charges d'exploitation⁴⁾ (\$/bep)	13,40	10,90	13,83	11,44
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires¹⁾ (\$/bep)	11,63	11,45	11,83	11,37

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 jusqu'au 31 août 2022. Le 31 août 2022, nous avons conclu l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % auprès de BP Canada.*

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

Comme il est indiqué précédemment, le prix de référence du WTI a augmenté au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, alors que l'écart entre le prix du WTI et celui du WCS s'est accentué au cours des mêmes périodes. Le prix moyen du WCS à Hardisty s'est établi à 93,53 \$ et à 105,54 \$ respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 (respectivement à 71,80 \$ et à 65,41 \$ en 2021). Les prix de référence du WCS tiennent compte de la valeur des condensats utilisés pour le transport du pétrole lourd et du bitume.

Le pétrole lourd et le bitume produits doivent être mélangés à des condensats qui en réduisent la viscosité avant leur transport par pipeline en vue de leur commercialisation. Le prix de vente réalisé sur le bitume ne tient pas compte des ventes de condensats, mais il dépend du prix des condensats. Lorsque le coût des condensats augmente par rapport au prix du pétrole brut dilué, notre prix de vente réalisé sur le pétrole lourd et le bitume diminue. Il peut s'écouler jusqu'à trois mois entre le moment où nous achetons les condensats et celui où nous vendons notre production de pétrole fluidifié.

Notre prix de vente réalisé, qui ne tient pas compte de la valeur des condensats, s'est établi respectivement à 84,29 \$ le bep et à 99,78 \$ le bep pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 (respectivement à 67,08 \$ le bep et à 60,61 \$ le bep en 2021). Afin d'améliorer notre prix de vente réalisé, nous vendons une partie de notre production à des destinations aux États-Unis. Durant les neuf premiers mois de 2022, nous avons vendu environ 20 % (20 % en 2021) de notre production à des destinations aux États-Unis. Au troisième trimestre de 2022, la hausse découlant de l'exportation de barils aux États-Unis a plus que contré l'incidence de la fluidification de condensats à prix plus élevé achetés au début du trimestre.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, les ventes brutes comprennent des montants de respectivement 1,9 G\$ et 4,0 G\$ (562 M\$ et 1,6 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, les ventes brutes comprennent des montants de respectivement 79 M\$ et 248 M\$ (39 M\$ et 191 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.

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. 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.

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 septembre 2022, nous avons réalisé des pertes liées à la gestion des risques de 42 M\$. Au cours des neuf premiers mois de 2022, nous avons réalisé des pertes liées à la gestion des risques de 1,5 G\$, 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. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, des profits latents de respectivement 2 M\$ et 59 M\$ ont été constatés au titre des instruments financiers liés au pétrole brut et aux condensats.

Volumes de production

La production de pétrole brut du secteur Sables bitumineux s'est chiffrée respectivement à 585,0 milliers de barils par jour et à 578,9 milliers de barils par jour pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 (respectivement à 597,0 milliers de barils par jour et à 566,8 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 19,6 milliers de barils par jour pour les neuf premiers mois de 2022 comparativement à 2021.

À Foster Creek, la production a accusé un léger recul au cours du trimestre clos le 30 septembre 2022 par rapport à 2021, en raison d'activités de maintenance planifiées et d'une interruption non planifiée au cours du trimestre ainsi que des baisses naturelles. Pour les neuf premiers mois de 2022, la production a augmenté de 20,2 milliers de barils par jour comparativement à 2021, puisque nous avons réalisé des activités de révision planifiées à Foster Creek au deuxième trimestre de 2021.

La production de Christina Lake s'est accrue de 10,3 milliers de barils par jour et de 13,2 milliers de barils par jour, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux périodes correspondantes de 2021. Nous avons réalisé des activités de révision planifiées au cours du deuxième trimestre de 2022, mais les incidences sur la production ont été contrées en partie par la production supplémentaire des puits réaménagés forés en 2022 et au cours du deuxième semestre de 2021.

La production de Sunrise a légèrement augmenté au troisième trimestre de 2022, comparativement à 2021, puisque nous avons réalisé l'acquisition de Sunrise le 31 août 2022. En cumul depuis le début de l'exercice, la production extracôtière est demeurée relativement stable par rapport à celle de 2021.

Les actifs de production par méthode thermique de Lloydminster ont poursuivi sur la lancée de leur solide rendement. L'entrée en production en août de l'usine thermique de Spruce Lake North a légèrement haussé la production, qui atteignait près de 10,0 milliers de barils par jour à la fin du trimestre. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 le gouvernement de l'Alberta et de la Saskatchewan.

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

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

Les redevances d'un projet ayant atteint le stade de récupération des coûts sont établies d'après un calcul du taux annualisé fondé sur le plus élevé 1) des produits bruts multipliés par le taux de redevance applicable (entre 1 % et 9 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI) et 2) des produits nets du projet multipliés par le taux de redevance applicable (entre 25 % et 40 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI). Les produits bruts dépendent des produits tirés des ventes, moins le coût des diluants et les frais de transport. Les produits nets sont 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'augmentation des taux de redevance fondés sur une échelle mobile des projets de sables bitumineux de l'Alberta. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, respectivement, les redevances ont été de 1,1 G\$ et 3,7 G\$ (respectivement 669 M\$ et 1,5 G\$ en 2021). Ces augmentations s'expliquent principalement par la hausse du montant net des produits des activités ordinaires au titre des redevances découlant de l'augmentation des prix réalisés.

Charges

Transport et fluidification

Au troisième trimestre de 2022, les frais de fluidification ont augmenté de 590 M\$ pour atteindre 2,3 G\$ par rapport à la période correspondante de 2021. Au cours des neuf premiers mois de 2022, les frais de fluidification se sont accrues de 3,0 G\$ pour atteindre 7,9 G\$ par rapport à la période correspondante de 2021. Ces hausses sont principalement attribuables aux prix plus élevés des condensats.

Les frais de transport ont augmenté de 54 M\$ pour s'établir à 434 M\$ au troisième trimestre de 2022 par rapport à la période correspondante de 2021. Au cours des neuf premiers mois de 2022, les frais de transport ont progressé de 71 M\$ pour s'établir à 1,2 G\$ par rapport à la période correspondante de 2021. Les augmentations s'expliquent essentiellement par la hausse des tarifs, en partie annulée par la baisse des volumes de vente.

Frais de transport unitaires

Les frais de transport se sont établis à 7,72 \$ par bep et à 7,48 \$ par bep, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 (7,09 \$ par bep et 7,40 \$ par bep, respectivement, en 2021).

À Foster Creek, les frais de transport unitaires ont augmenté de 18 % et ont diminué de 2 % pour s'établir à 11,96 \$ par baril et à 10,71 \$ par baril, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022. La hausse au troisième trimestre de 2022, comparativement à 2021, s'explique avant tout par le recul des volumes de vente, contré partiellement par la dépendance réduite au transport ferroviaire. En cumul depuis le début de l'exercice, cette réduction est principalement attribuable à la hausse des volumes de vente cumulée à la dépendance réduite au transport ferroviaire, annulée en partie par la majoration des tarifs. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, nous avons expédié aux États-Unis 40 % (respectivement 40 % et 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 de la période de neuf mois clos les 30 septembre 2022 (15 % en 2021).

À Christina Lake, les frais de transport se sont établis à 6,02 \$ par baril et à 6,37 \$ par baril, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 (5,74 \$ par baril et 6,15 \$ par baril respectivement, en 2021). Cette légère augmentation est attribuable à la hausse des tarifs.

À Sunrise, les frais de transport pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 se sont établis à respectivement 13,17 \$ par baril et 12,96 \$ par baril (respectivement 14,01 \$ par baril et 12,90 \$ par baril en 2021). Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, nous avons expédié aux États-Unis respectivement 40 % et 50 % (respectivement 60 % 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 se sont chiffrés respectivement à 3,57 \$ par baril et à 3,45 \$ par baril (3,80 \$ par baril et 4,27 \$ par baril, respectivement, en 2021). Les actifs de Tucker ont été vendus le 31 janvier 2022. Les frais de transport unitaires ont diminué au cours des neuf premiers mois 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 après la conclusion de l'arrangement.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 ont été les coûts du carburant, des produits chimiques, de l'électricité, de la main-d'œuvre, du reconditionnement d'actifs 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 AECO pour le gaz naturel ont augmenté de respectivement 64 % et 79 % pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 comparativement aux périodes correspondantes de 2021. De plus, les charges d'exploitation totales et unitaires se sont accrues

en raison de la hausse des coûts de l'électricité et des pressions inflationnistes sur les coûts des produits chimiques. Par ailleurs, la hausse des prix de référence pour le pétrole brut et le gaz naturel influe sur les coûts des produits chimiques et de l'électricité. Les pressions sur les coûts dans leur ensemble sont gérées en obtenant des contrats à long terme, en collaborant avec les fournisseurs et en achetant des articles à long délai de livraison afin d'atténuer les augmentations de coûts futures.

Les autres coûts unitaires à Foster Creek ont augmenté au cours du trimestre clos le 30 septembre 2022, surtout en raison de la hausse des coûts de l'électricité et des produits chimiques ainsi que des coûts liés aux interruptions de service et aux activités de maintenance planifiées au cours du trimestre, cumulés au recul des volumes de vente. En cumul depuis le début de l'exercice, les autres coûts unitaires ont progressé en raison des mêmes facteurs que ceux observés pour le troisième trimestre de 2022, annulés en partie par la hausse des volumes de vente.

Les autres coûts unitaires à Christina Lake ont augmenté au cours du trimestre clos le 30 septembre 2022, principalement en raison de la hausse des coûts des réparations et des activités de maintenance, atténuée en partie par l'augmentation des volumes de vente. En cumul depuis le début de l'exercice, les autres coûts unitaires ont été relativement stables puisque l'accroissement des volumes de vente en 2022 a annulé l'incidence des coûts liés aux activités de révision au deuxième trimestre de 2022.

Pour le trimestre à l'étude, les autres coûts unitaires des autres actifs du secteur Sables bitumineux ont progressé avant tout en raison des coûts liés au démarrage du projet de Spruce Lake North et à l'accélération de la production au cours du trimestre. En cumul depuis le début de l'exercice, l'augmentation s'explique avant tout par la hausse des coûts des produits chimiques et les activités de reconditionnement d'actifs de Sunrise et des actifs de production par méthode thermique de Llyodminster, annulée en partie par les coûts liés aux activités de révision planifiées à Sunrise au deuxième trimestre de 2021.

Charges d'exploitation unitaires¹⁾

(\$/bep)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2022	Variation (%)	2021	2022	Variation (%)	2021
Foster Creek						
Carburant	5,91	42	4,15	5,77	47	3,92
Autres coûts	7,55	25	6,05	7,19	3	6,98
Total	13,46	32	10,20	12,96	19	10,90
Christina Lake						
Carburant	4,46	26	3,53	5,00	55	3,23
Autres coûts	4,73	10	4,30	5,01	4	4,81
Total	9,19	17	7,83	10,01	25	8,04
Autres – Sables bitumineux²⁾						
Carburant	5,32	9	4,89	7,19	60	4,50
Autres coûts	14,93	33	11,20	14,33	17	12,23
Total	20,25	26	16,09	21,52	29	16,73
Total	13,40	23	10,90	13,83	21	11,44

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

Prix nets opérationnels

(\$/bep)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Prix de vente ¹⁾	84,29	67,08	99,78	60,61
Redevances ¹⁾	21,26	11,84	23,20	9,36
Transport ¹⁾	7,72	7,09	7,48	7,40
Charges d'exploitation ¹⁾	13,40	10,90	13,83	11,44
Prix net opérationnel²⁾	41,91	37,25	55,27	32,41

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

2) Contient une mesure 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement s'est chiffrée à 652 M\$ et à 2,0 G\$, respectivement (743 M\$ et 2,0 G\$, respectivement, en 2021). La diminution est attribuable aux réductions de valeur comptabilisées au troisième trimestre de 2021. Le taux d'épuisement moyen du troisième trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 s'est établi à 11,63 \$ le bep et à 11,83 \$ le bep, respectivement (11,45 \$ le bep et 11,37 \$ le bep, respectivement, en 2021).

HYDROCARBURES CLASSIQUES

Au troisième trimestre de 2022, nous avons :

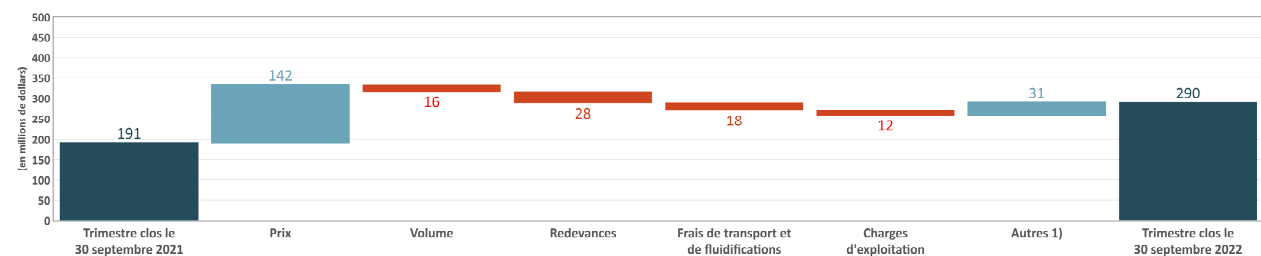
- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- inscrit une marge d'exploitation de 290 M\$, soit une augmentation de 99 M\$ par rapport au troisième trimestre de 2021, attribuable en grande partie à la hausse des prix de vente moyens réalisés;
- engagé des dépenses d'investissement de 67 M\$ pour accélérer le programme de forage et les raccordements restants du programme de mise en valeur précédent;
- enregistré un prix net opérationnel de 24,06 \$ le bep.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Chiffre d'affaires brut	1 010	833	3 201	2 235
Déduire : Redevances	68	40	228	103
Produits des activités ordinaires	942	793	2 973	2 132
Charges				
Marchandises achetées	464	445	1 460	1 113
Transport et fluidification	38	20	106	57
Activités d'exploitation	141	135	403	417
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	9	2	17	2
Marge d'exploitation	290	191	987	543
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	8	9	7	10
Amortissement et épuisement	103	99	282	309
Coûts de prospection	—	—	1	(3)
Résultat sectoriel	179	83	697	227

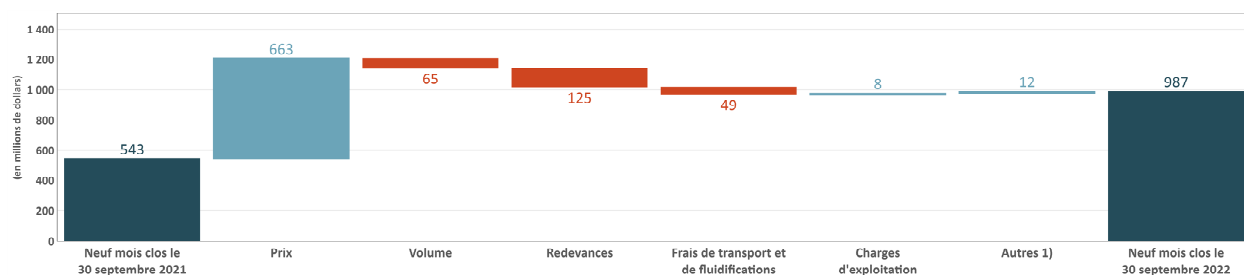
Variation de la marge d'exploitation

Trimestre clos le 30 septembre 2022



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

Période de neuf mois close le 30 septembre 2022



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

Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2022	2021	30 septembre 2022	2021
Total – volumes de vente (kbep/j)	126,2	131,4	128,0	136,2
Prix réalisé total¹⁾ (\$/bep)	44,07	31,28	48,17	28,76
Pétrole brut léger (\$/b)	132,08	87,31	125,99	71,98
LGN (\$/b)	55,80	47,37	61,98	39,79
Gaz naturel classique (\$/kpi ³)	5,93	3,85	6,48	3,69
Production par produit				
Pétrole brut léger (Mb/j)	6,9	8,7	7,8	8,8
LGN (kb/j)	19,9	22,8	23,0	26,7
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	596,1	603,2	583,1	605,4
Total – production quotidienne (kbep/j)	126,2	132,0	128,0	136,4
Production de gaz naturel classique (% du total)	79	76	76	74
Production de pétrole brut et de LGN (% du total)	21	24	24	26
Taux de redevance réel (%)	15,9	11,2	15,3	10,2
Frais de transport¹⁾ (\$/bep)	2,43	1,64	2,85	1,54
Charges d'exploitation¹⁾ (\$/bep)	11,77	10,41	11,03	10,57
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires¹⁾ (\$/bep)	8,51	7,98	8,23	8,12

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

Produits des activités ordinaires

Prix

Notre prix de vente réalisé total a augmenté au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 principalement en raison de la hausse des prix de référence du pétrole brut et du gaz naturel.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, les ventes brutes comprennent des montants de respectivement 464 M\$ et 1,5 G\$ (445 M\$ et 1,1 G\$, 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, les produits des activités ordinaires comprennent des montants liés à des activités de traitement et de transport pour le compte de tiers de 34 M\$ et de 58 M\$, respectivement (10 M\$ et 53 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 pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, en raison surtout des actifs vendus au premier trimestre de 2022 et au deuxième semestre de 2021 ainsi que des activités de maintenance planifiées au troisième trimestre de 2022. La baisse de la production a été annulée en partie par un nombre net de 29 nouveaux puits mis en production au cours de l'exercice 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, en raison surtout de la progression 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. Les frais de transport ont progressé de 18 M\$ et de 49 M\$, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, par rapport aux périodes correspondantes de 2021. Les frais de transport unitaires se sont établis en moyenne à 2,43 \$ par bep et à 2,85 \$ par bep, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 (1,64 \$ par bep et 1,54 \$ par bep, respectivement, en 2021).

Activités d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 ont été les coûts de la main-d'œuvre, des réparations et de la maintenance et de l'électricité ainsi que les taxes foncières et les coûts de location. Les charges d'exploitation par bep ont augmenté pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, par rapport aux périodes correspondantes de 2021, surtout en raison de la hausse des coûts de l'électricité. Le total des charges d'exploitation pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 a été relativement stable en raison des mêmes facteurs ayant influé sur les charges d'exploitation par bep, annulés en partie par la baisse des volumes de vente.

Prix nets opérationnels

(\$/bep)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Prix de vente ¹⁾	44,07	31,28	48,17	28,76
Redevances ¹⁾	5,81	3,32	6,49	2,77
Transport et fluidification ¹⁾	2,43	1,64	2,85	1,54
Charges d'exploitation ¹⁾	11,77	10,41	11,03	10,57
Prix net opérationnel²⁾	24,06	15,91	27,80	13,88

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 pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 s'est établi respectivement à 8,51 \$ par bep et à 8,23 \$ par bep (7,98 \$ par bep et 8,12 \$ par bep, respectivement, en 2021).

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, le total de la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques s'est établi respectivement à 103 M\$ et à 282 M\$ (99 M\$ et 309 M\$, respectivement, en 2021). En cumul depuis le début de l'exercice, la diminution est attribuable à la vente d'actifs au premier trimestre de 2022 et au deuxième semestre de 2021.

PRODUCTION EXTRACÔTIÈRE

Au troisième trimestre de 2022, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- inscrit une marge d'exploitation de 339 M\$, soit une augmentation de 11 M\$ par rapport au troisième trimestre de 2021 attribuable en grande partie à la hausse des prix de vente moyens réalisés, annulée en partie par l'augmentation des charges d'exploitation et le recul des volumes de vente;
- enregistré un prix net opérationnel de 66,81 \$ par bep;
- engagé des dépenses d'investissement de 81 M\$ qui ont été consacrées principalement au projet de prolongement de la durée d'utilité de Terra Nova et au 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 pic de la production 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 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 90 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 septembre 2022 se chiffre à environ 50 M\$.

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, où nos actifs sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, nous avons foré et achevé, dans le champ MDA, les trois derniers puits de mise en valeur des cinq puits planifiés pour l'exercice. Nous nous attendons à ce que la première production du champ MDA ait lieu en novembre 2022. Nous avons réalisé la première production de gaz au champ MBH en octobre. Les installations de production au champ MAC sont en construction et nous prévoyons débiter le forage de trois puits de mise en valeur au quatrième trimestre de 2022.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre					
	2022			2021		
	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extracôtière	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extracôtière
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	337	113	450	336	68	404
Déduire : Redevances	20	2	22	20	4	24
	317	111	428	316	64	380
Charges						
Transport et fluidification	—	4	4	—	3	3
Activités d'exploitation	32	53	85	28	21	49
Marge d'exploitation¹⁾	285	54	339	288	40	328
Amortissement et épusement			132			127
Coûts de prospection			66			3
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			(9)			(12)
Résultat sectoriel			150			210

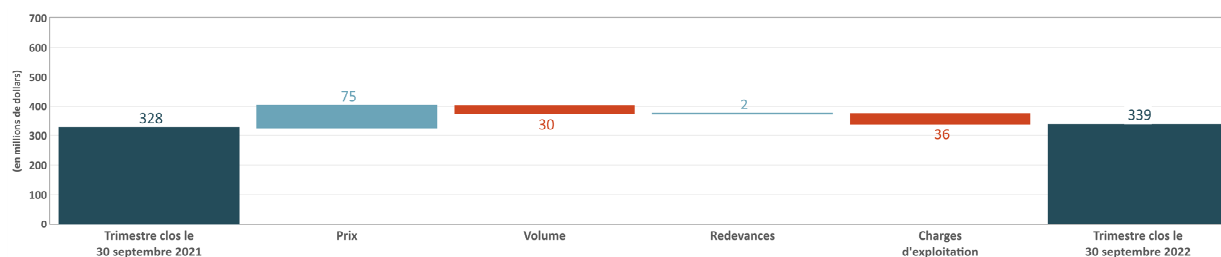
1) La marge d'exploitation de la région Asie-Pacifique et de la région de l'Atlantique est une mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	2022			2021		
	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extracôtière	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extracôtière
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	1 083	492	1 575	965	297	1 262
Déduire : Redevances	60	(4)	56	53	21	74
	1 023	496	1 519	912	276	1 188
Charges						
Transport et fluidification	—	12	12	—	10	10
Activités d'exploitation	88	146	234	74	92	166
Marge d'exploitation¹⁾	935	338	1 273	838	174	1 012
Amortissement et épusement			441			369
Coûts de prospection			91			3
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			(19)			(36)
Résultat sectoriel			760			676

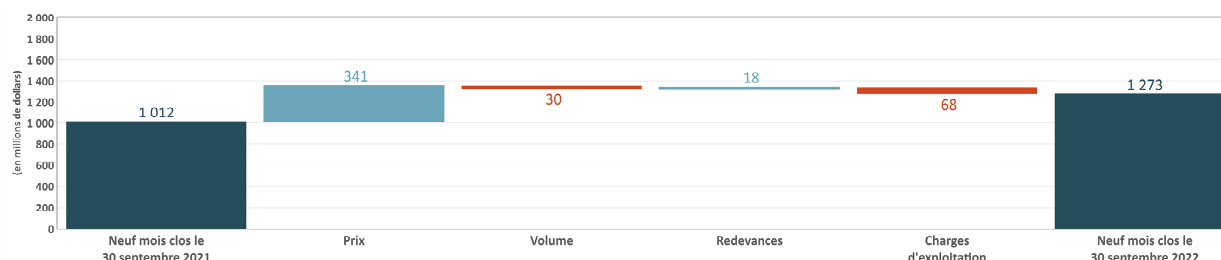
1) La marge d'exploitation de la région Asie-Pacifique et de la région de l'Atlantique est une mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

Variation de la marge d'exploitation

Trimestre clos le 30 septembre 2022



Période de neuf mois close le 30 septembre 2022



Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2021	30 septembre	2021
Total – volumes de vente (kbep/j)	63,3	67,6	70,9	72,1
Région de l'Atlantique	7,8	7,8	12,6	12,6
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾	55,5	59,8	58,3	59,5
Prix réalisé total²⁾ (\$/bep)	88,02	74,55	91,32	72,25
Région de l'Atlantique – Pétrole brut léger (\$/b)	158,42	94,26	142,96	85,93
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾ (\$/bep)	78,19	71,99	80,16	69,36
LGN (\$/b)	108,39	81,82	113,04	74,73
Gaz naturel classique (\$/kpi ³⁾)	11,62	11,56	11,88	11,32
Production par produit				
Région de l'Atlantique – Pétrole brut léger (kb/j)	9,1	13,9	12,0	15,3
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾				
LGN (kb/j)	12,2	12,7	12,4	12,6
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	260,0	282,8	275,3	281,4
Total – Région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)	55,5	59,8	58,3	59,5
Total – production quotidienne (kbep/j)	64,6	73,7	70,3	74,8
Taux de redevance réel (%)				
Région de l'Atlantique	1,8	5,9	(0,8)	7,0
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾	11,1	8,0	11,7	6,9
Charges d'exploitation²⁾ (\$/bep)	12,55	9,12	12,24	9,38
Région de l'Atlantique	47,23	29,44	36,79	26,62
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾	7,70	6,49	6,94	5,73
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires²⁾ (\$/bep)	30,89	26,75	30,29	25,96

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 de la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 a diminué de 4,3 milliers de bep par jour au troisième trimestre de 2022 par rapport à 2021, en raison des activités de maintenance planifiées au bloc 29/26 en Chine, qui ont débuté au deuxième trimestre pour se terminer au troisième trimestre, cumulées à des modifications aux contrats pour Liwan 3-1 et Lihua 29-1, entraînant une baisse nette de la production. Cette diminution a été contrebalancée par les activités de maintenance planifiées en Chine au troisième trimestre de 2021.

Pour les neuf premiers mois de 2022, la production dans la région de l'Asie-Pacifique a accusé un léger recul par rapport à 2021 en raison des facteurs susmentionnés, cumulé à l'achèvement des activités de maintenance planifiées au NPSD en Indonésie au premier trimestre de 2022.

La production dans la région de l'Atlantique a diminué de 4,8 milliers de barils par jour et de 3,3 milliers de barils par jour au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, comparativement à 2021. Ce recul s'explique par la restructuration de la participation directe dans les champs White Rose au deuxième trimestre de 2022, les activités de maintenance planifiées annuelles du NPSD SeaRose réalisées au cours du trimestre et les baisses naturelles. En 2021, les activités de maintenance planifiées annuelles ont débuté vers la fin du troisième trimestre pour s'achever au quatrième trimestre. 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 étaient respectivement de 11,1 % et de 11,7 % (respectivement de 8,0 % et de 6,9 % 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 étaient respectivement de 1,8 % et un taux négatif de 0,8 % (respectivement de 5,9 % et de 7,0 % en 2021). Les résultats du deuxième trimestre de 2022 comprennent un ajustement total depuis le début de l'exercice pour rendre compte du régime de redevances modifié.

Charges

Charges d'exploitation

Les principales composantes de nos charges d'exploitation dans la région de l'Asie-Pacifique pour les neuf premiers mois de 2022 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, les primes d'assurance et les coûts de la main-d'œuvre. 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 et au troisième trimestres.

Les principales composantes des charges d'exploitation dans la région de l'Atlantique pour les neuf premiers mois 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 poursuite des préparatifs en vue du retour sur place du NPSD Terra Nova et de la participation plus élevée dans le champ Terra Nova. La hausse des charges d'exploitation totales a été annulée en partie par la restructuration de la participation directe dans les champs White Rose au deuxième trimestre de 2022.

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.

Coûts de prospection

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, nous avons comptabilisé des coûts de prospection de 66 M\$ et 91 M\$, respectivement, principalement en raison de la radiation d'un montant de 58 M\$ relativement à notre décision de ne pas aller de l'avant avec la mise en valeur du bloc 15/33 en Chine.

Prix nets opérationnels

(\$/bep, sauf indication contraire)	Trimestre clos le 30 septembre 2022			
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Atlantique (\$/b)	Total – production extracôtière
Prix de vente ²⁾	80,68	66,97	158,42	88,02
Redevances ²⁾	4,63	26,80	2,86	7,94
Transport et fluidification ²⁾	—	—	5,86	0,72
Charges d'exploitation ²⁾	6,73	12,05	47,23	12,55
Prix net opérationnel³⁾	69,32	28,12	102,47	66,81

(\$/bep, sauf indication contraire)	Trimestre clos le 30 septembre 2021			
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Atlantique (\$/b)	Total – production extracôtière
Prix de vente ²⁾	73,32	65,39	94,26	74,55
Redevances ²⁾	4,39	12,78	5,60	5,77
Transport et fluidification ²⁾	—	—	3,99	0,46
Charges d'exploitation ²⁾	5,87	9,55	29,44	9,12
Prix net opérationnel³⁾	63,06	43,06	55,23	59,20

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)	Période de neuf mois close le 30 septembre 2022			
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Atlantique (\$/b)	Total – production extracôtière
Prix de vente ²⁾	81,70	72,50	142,96	91,32
Redevances ²⁾	4,50	33,51	(1,16)	7,47
Transport et fluidification ²⁾	—	—	3,54	0,63
Charges d'exploitation ²⁾	5,71	13,06	36,79	12,24
Prix net opérationnel³⁾	71,49	25,93	103,79	70,98

(\$/bep, sauf indication contraire)	Période de neuf mois close le 30 septembre 2021			
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Atlantique (\$/b)	Total – production extracôtière
Prix de vente ²⁾	70,61	62,71	85,93	72,25
Redevances ²⁾	3,94	9,11	6,02	4,98
Transport et fluidification ²⁾	—	—	2,78	0,49
Charges d'exploitation ²⁾	5,18	8,67	26,62	9,38
Prix net opérationnel³⁾	61,49	44,93	50,51	57,40

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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, le total de la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Production extracôtière s'est établi respectivement à 132 M\$ et à 441 M\$ (127 M\$ et 369 M\$, respectivement, en 2021). Le taux d'épuisement moyen du troisième trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 s'est établi à 30,89 \$ par bep et à 30,29 \$ par bep, respectivement (26,75 \$ par bep et 25,96 \$ par bep, respectivement, en 2021).

SECTEURS EN AVAL

FABRICATION AU CANADA

Au troisième trimestre de 2022, nous avons :

- assuré le déroulement sûr de notre exploitation;
- obtenu un taux d'utilisation cumulé moyen du brut de 89 % à l'usine de valorisation de Lloydminster et à la raffinerie de Lloydminster lorsque les installations ont repris leur exploitation normale après l'achèvement des activités de révision planifiées au cours du deuxième trimestre;
- inscrit une marge d'exploitation de 249 M\$, soit une augmentation de 119 M\$ par rapport au troisième trimestre de 2021 attribuable à la hausse de l'écart lié à la mise en valeur et des prix pour l'asphalte, annulée en partie par le recul des volumes de vente.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2021	30 septembre	2021
	2022		2022	2021
Produits des activités ordinaires	1 478	1 215	4 043	3 109
Marchandises achetées	1 092	986	3 192	2 424
Marge brute¹⁾	386	229	851	685
Charges				
Transport et fluidification	3	—	3	—
Activités d'exploitation	134	99	438	284
Marge d'exploitation	249	130	410	401
Amortissement et épuisement	37	41	143	127
Résultat sectoriel	212	89	267	274

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		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2021	30 septembre	2021
	2022		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 lourd (kb/j)	98,5	108,3	92,5	106,0
Usine de valorisation de Lloydminster (kb/j)	71,3	81,2	68,8	78,6
Raffinerie de Lloydminster (kb/j)	27,2	27,1	23,7	27,4
Taux d'utilisation du pétrole brut¹⁾ (%)	89	98	84	96
Production de produits raffinés (kb/j)	99,2	109,2	92,9	107,1
Volumes de vente²⁾ (kb/j)	111,5	125,5	99,7	115,3
Différentiel de valorisation³⁾	39,36	17,00	28,69	15,84
Marge de raffinage⁴⁾ (\$/b)	38,78	17,57	29,37	16,78
Usine de valorisation de Lloydminster (\$/b)	38,17	16,93	30,08	16,91
Raffinerie de Lloydminster (\$/b)	40,39	19,29	27,34	16,58
Charges d'exploitation unitaires ⁵⁾ (\$/b)	11,72	7,38	13,95	7,39
Activités de transport ferroviaire de pétrole brut				
Volumes de chargement ⁶⁾ (kb/j)	1,4	14,3	1,5	13,0
Production d'éthanol (milliers de litres/j)	812,2	774,0	769,6	607,4

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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 se sont chiffrés respectivement à 951 M\$ et à 2,7 G\$ (respectivement à 684 M\$ et à 1,8 G\$ en 2021). Les produits des activités ordinaires de la raffinerie de Lloydminster pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 se sont chiffrés respectivement à 600 M\$ et à 1,0 G\$ (respectivement à 278 M\$ et à 611 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.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2022, la production de pétrole brut a diminué de 9,8 milliers de barils par jour comparativement à la période correspondante de 2021 en raison des interruptions non planifiées provisoires qui ont eu lieu au cours du trimestre à l'usine de valorisation de Lloydminster et à la raffinerie de Lloydminster. En cumul depuis le début de l'exercice, la production de pétrole brut a diminué de 13,5 milliers de barils par jour comparativement à la période correspondante de 2021 en raison des activités de révision planifiées à l'usine de valorisation de Lloydminster et à la raffinerie de Lloydminster qui se sont 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 de production par méthode thermique de Lloydminster et notre production de pétrole brut classique à Lloydminster.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, les produits des activités ordinaires ont progressé respectivement de 263 M\$ et 934 M\$ pour atteindre respectivement 1,5 G\$ et 4,0 G\$, surtout en raison de la hausse des prix de référence du pétrole brut et des prix pour l'asphalte et les produits industriels. Ces hausses ont été annulées en partie par le recul des volumes de vente en raison des interruptions non planifiées. En cumul depuis le début de l'exercice, cette hausse a été annulée 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 au deuxième trimestre.

La marge brute s'est accrue de 157 M\$ d'un trimestre à l'autre pour s'établir à 386 M\$ au troisième trimestre de 2022 principalement en raison de la hausse de l'écart lié à la mise en valeur et des prix pour l'asphalte et les produits industriels, annulée en partie par le recul des volumes de vente.

La marge brute a progressé de 166 M\$ pour les neuf premiers mois de 2022 comparativement à 2021 puisque la hausse du différentiel de valorisation et les prix plus élevés pour l'asphalte et les produits industriels ont été en partie annulée par le règlement de 55 M\$ relativement à un contrat d'achat ferme en 2021 et la baisse des volumes de vente.

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 troisième trimestre de 2022 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, les coûts de la main-d'œuvre ainsi que les coûts de l'énergie. Les coûts de l'énergie totaux et unitaires se sont accrues au troisième trimestre de 2022 comparativement à 2021, surtout en raison des interruptions de service, cumulées à la hausse des coûts de l'énergie et aux pressions inflationnistes sur les coûts des travaux de maintenance, de la main-d'œuvre et des produits chimiques. En cumul depuis le début de l'exercice, les charges d'exploitation totales et unitaires ont augmenté en raison des mêmes facteurs influant sur les résultats du troisième trimestre, cumulés aux activités de révision planifiées achevées au deuxième trimestre de 2022 à l'usine de valorisation de Lloydminster et à la raffinerie de Lloydminster. Par ailleurs, les charges d'exploitation unitaires ont progressé en raison de la baisse de la production de pétrole brut.

Amortissement et épuisement

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Fabrication au Canada s'est établie respectivement à 37 M\$ et à 143 M\$ (41 M\$ et à 127 M\$, respectivement, en 2021).

FABRICATION AUX ÉTATS-UNIS

Au troisième trimestre de 2022, nous avons :

- annoncé notre intention d'acheter la participation résiduelle de 50 % dans la raffinerie de Toledo auprès de BP Canada;
- achevé, au début d'août, d'importantes activités de révision planifiées à la raffinerie non exploitée de Toledo; la raffinerie de Toledo demeure fermée à la suite d'un incident survenu le 20 septembre 2022;
- entrepris en septembre des activités de révision planifiées à la raffinerie de Wood River qui se sont achevées en octobre;
- poursuivi les préparatifs en vue de la remise en service de la raffinerie de Superior;
- atteint un taux d'utilisation du pétrole brut de 87 % et une production de pétrole brut de 435,0 milliers de barils par jour;
- dégagé une marge d'exploitation de 244 M\$, une augmentation de 122 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 300 M\$ qui ont visé principalement la reconstruction de la raffinerie de Superior et des projets de fiabilité aux raffineries de Wood River, de Borger et de Toledo.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Produits des activités ordinaires	8 719	5 723	23 702	13 889
Marchandises achetées	7 944	5 171	20 365	12 320
Marge brute¹⁾	775	552	3 337	1 569
Charges				
Charges d'exploitation	608	413	1 757	1 212
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(77)	17	120	48
Marge d'exploitation	244	122	1 460	309
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	(8)	5	(22)	38
Amortissement et épuisement	91	103	259	320
Résultat sectoriel	161	14	1 223	(49)

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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	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)	435,0	445,8	405,3	415,0
Raffinerie de Lima	164,2	163,1	153,5	149,6
Raffinerie de Toledo ¹⁾	46,6	71,0	48,5	68,3
Raffineries de Wood River et de Borger ¹⁾	224,2	211,7	203,3	197,1
Production par produit (kb/j)				
Pétrole brut lourd	145,2	143,8	135,2	133,0
Pétrole brut léger et moyen	289,8	302,0	270,1	282,0
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	87	89	81	83
Volumes de vente (kb/j)	453,5	462,8	425,8	431,6
Marge de raffinage^{2), 3)} (\$/b)	18,98	13,45	29,94	13,84
Charges d'exploitation unitaires^{3), 4)} (\$/b)	14,90	10,03	15,77	10,69

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 de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, le taux d'utilisation du pétrole brut a été respectivement de 87 % et de 81 % (respectivement de 89 % et de 83 % en 2021). Nous avons enregistré une solide performance opérationnelle au troisième trimestre de 2022 aux raffineries de Lima, de Wood River et de Borger, comparativement aux interruptions non planifiées provisoires aux raffineries de Wood River et de Borger au troisième trimestre de 2021. Ces incidences favorables sur la production ont été annulées en partie par les travaux de révision planifiés à la raffinerie de Toledo achevés au début d'août, l'incident survenu à la raffinerie de Toledo en septembre 2022 et les activités de révision planifiées pour l'automne à la raffinerie de Wood River, qui ont commencé au troisième trimestre de 2022 et se sont terminées en octobre. 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 clos le 30 septembre 2022, avec un taux d'utilisation du pétrole brut de 94 %. La production du troisième trimestre de 2022 était supérieure à celle de la même période en 2021 puisque la production avait ralenti à la fin de septembre 2021 en prévision des travaux de révision planifiés au quatrième trimestre de 2021. En cumul depuis le début de l'exercice, le taux d'utilisation du pétrole brut a été de 88 %. La production a subi le contrecoup des interruptions sur le pipeline qui achemine les charges d'alimentation à la raffinerie au deuxième trimestre de 2022. 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.

La production de la raffinerie de Toledo a diminué respectivement de 24,4 milliers de barils par jour et de 19,8 milliers de barils par jour au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, comparativement à 2021. D'importantes activités de révision planifiées ont été entreprises au cours du deuxième trimestre et se sont achevées au début d'août. La raffinerie a atteint son plein rendement à la mi-août. Le 20 septembre 2022, un incident est survenu à la raffinerie, qui demeure fermée. 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.

Les raffineries de Wood River et de Borger ont atteint un taux d'utilisation du pétrole brut de 91 % au troisième trimestre. La production a augmenté de 12,5 milliers de barils par jour au troisième trimestre de 2022 comparativement à la période correspondante de 2021, en raison des interruptions non planifiées provisoires survenues au troisième trimestre de 2021. Cette augmentation a été annulée en partie par des travaux de révision planifiés à l'automne à la raffinerie de Wood River qui ont débuté en septembre et se sont achevés en octobre. En cumul depuis le début de l'exercice, la production est demeurée relativement stable par rapport à celle de 2021. Les activités de révision planifiées pour le printemps ont commencé en mars 2022 et se sont terminées au deuxième trimestre, ce qui a eu des répercussions sur la production. Les activités de révision du printemps 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 de 2022, 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 traitement du WTI crée un avantage relativement au coût de la charge d'alimentation. Ce dernier est établi selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.

Les produits des activités ordinaires ont augmenté de 3,0 G\$ et de 9,8 G\$, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 annulée par la baisse des volumes de vente.

La marge brute a progressé de 223 M\$ et de 1,8 G\$, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 compensée par l'incidence de la transformation du pétrole brut acheté au cours de périodes antérieures à des prix plus élevés et par une baisse des volumes de vente. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, le coût des NIR s'est établi respectivement à 320 M\$ et à 824 M\$ (248 M\$ et 733 M\$, respectivement, en 2021). Les prix des NIR se sont établis en moyenne à 8,11 \$ US le baril et à 7,45 \$ US le baril, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 (respectivement 7,32 \$ US et 6,97 \$ US le baril en 2021).

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, nous avons réalisé des profits et des pertes liés à la gestion de respectivement 77 M\$ et 120 M\$. Nous avons subi une perte de 36 M\$ liée à la liquidation anticipée de positions sur le WTI au cours du deuxième trimestre. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, des profits latents de respectivement 8 M\$ et 22 M\$ ont été constatés au titre des instruments financiers liés au pétrole brut et aux produits raffinés.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, de la main-d'œuvre, des révisions ainsi que de l'énergie.

Les charges d'exploitation ont augmenté de 195 M\$ et de 545 M\$, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, par rapport aux périodes correspondantes de 2021. La hausse d'un trimestre à l'autre était attribuable aux coûts liés à ce qui suit :

- les travaux de révision planifiés à la raffinerie de Toledo achevés au début d'août;
- les travaux de révision planifiés pour l'automne à la raffinerie de Wood River;
- l'entretien accru à la raffinerie de Superior alors que nous nous préparons pour le redémarrage;
- la hausse des prix de l'énergie et des services publics;
- les pressions inflationnistes sur les coûts des travaux de maintenance, de l'électricité et des produits chimiques.

L'augmentation d'un exercice à l'autre est principalement attribuable aux mêmes facteurs que ceux susmentionnés et à l'incidence des activités de révision planifiées aux raffineries de Wood River, de Borger et de Toledo au cours du premier semestre de 2022.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, les charges d'exploitation unitaires ont augmenté de 4,87 \$ par baril de pétrole brut et de 5,08 \$ 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

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Fabrication aux États-Unis s'est établie respectivement à 91 M\$ et à 259 M\$ (103 M\$ et à 320 M\$, respectivement, en 2021). La diminution de la charge d'amortissement en 2022 s'explique par les charges de dépréciation comptabilisées au quatrième trimestre de 2021, lorsque les raffineries de Lima, de Wood River et de Borger ont réduit la valeur comptable des actifs amortissables.

VENTE

Le 13 septembre 2022, nous avons conclu la vente de 337 stations-service au sein de notre réseau de vente au détail de carburant pour un produit en trésorerie net de 404 M\$. Nous avons conservé nos activités liées aux carburants commerciaux, qui comprennent des établissements à carte-accès, des services de livraison de carburant en vrac et des relais routiers. Au 30 septembre 2022, on comptait environ 170 établissements à carte-accès, services de livraison de carburant en vrac et relais routiers.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Produits des activités ordinaires	881	592	2 424	1 540
Marchandises achetées	846	551	2 317	1 434
Marge brute¹⁾	35	41	107	106
Charges				
Charges d'exploitation	38	25	96	73
Marge d'exploitation	(3)	16	11	33
Amortissement et épuisement	5	11	21	36
Résultat sectoriel	(8)	5	(10)	(3)

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		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Volume de vente de carburant, y compris en gros				
Ventes de carburant (millions de litres/j)	6,9	7,3	6,7	6,9
Ventes de carburant par point de vente (milliers de litres/j)	15,2	13,9	13,5	12,8

Produits des activités ordinaires et marge brute

Les produits des activités ordinaires sont principalement fonction des prix de détail des carburants à moteur. La marge brute dépend principalement de l'écart entre les prix de détail et les prix de l'essence et du diesel. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, les produits des activités ordinaires ont progressé respectivement de 289 M\$ et de 884 M\$, surtout en raison de la hausse marquée des prix de référence de l'essence et du diesel. La marge brute est demeurée relativement stable pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, par rapport aux périodes correspondantes de 2021.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Vente s'est établie respectivement à 5 M\$ et à 21 M\$ (11 M\$ et 36 M\$, respectivement, en 2021).

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 de 14 M\$, respectivement, liés à la gestion des risques aux termes des contrats d'énergie renouvelable et des contrats de gestion des risques de change (profits de 2 M\$ et de 16 M\$, respectivement, en 2021);
- des pertes réalisées liées à la gestion des risques de change de 16 M\$ et de 23 M\$, respectivement, aux termes des contrats de gestion des risques de change (profits de 1 M\$ et pertes de 91 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		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2021	30 septembre	2021
Frais généraux et frais d'administration	128	158	545	491
Charges financières	207	360	631	836
Produit d'intérêts	(21)	(4)	(44)	(11)
Coûts d'intégration	27	45	79	302
(Profit) perte de change, montant net	316	196	406	(93)
(Profits) de réévaluation	(549)	—	(549)	—
Réévaluation des paiements conditionnels	(109)	135	142	571
(Profit) perte à la sortie d'actifs	60	(25)	(244)	(97)
Autres (produits) charges, montant net	(59)	(107)	(467)	(208)
	—	758	499	1 791

Frais généraux et frais d'administration

Les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été les primes d'intéressement à long terme, les coûts de la main-d'œuvre et les coûts des technologies de l'information. Les frais généraux et frais d'administration ont diminué d'un trimestre à l'autre et ont augmenté d'un exercice à l'autre, principalement à cause de l'accroissement des primes d'intéressement à long terme compte tenu des fluctuations du cours de nos actions. Le cours de clôture de nos actions ordinaires le 30 septembre 2022 était de 21,22 \$, soit une baisse par rapport au cours de 24,49 \$ le 30 juin 2022 et une augmentation par rapport au cours de 15,51 \$ le 31 décembre 2021.

Charges financières

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, les charges financières ont diminué de 153 M\$ et de 205 M\$, respectivement, par rapport aux périodes correspondantes de 2021. Ce recul s'explique principalement par la prime nette au remboursement de la dette à long terme de 115 M\$ au troisième trimestre de 2021. Par comparaison, au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, un escompte net au remboursement de titres d'emprunt à long terme de 4 M\$ et de 29 M\$, respectivement, a été constaté. De plus, la dette à long terme moyenne était moins élevée en 2022 qu'en 2021. Se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » pour un complément d'information.

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette s'est établi à 4,8 % et à 4,7 %, respectivement (4,7 % et 4,6 %, respectivement, en 2021).

Coûts d'intégration

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, nous avons engagé des coûts d'intégration de 24 M\$ et de 76 M\$, respectivement, par suite de l'arrangement, compte non tenu des dépenses d'investissement (45 M\$ et 302 M\$, respectivement, en 2021). Les coûts d'intégration ont diminué en 2022 à mesure que les activités d'intégration ont pris fin.

Au cours des neuf premiers mois de 2022, nous avons engagé des coûts d'intégration totaux¹⁾ de 81 M\$, qui comprennent les dépenses d'investissement (351 M\$ en 2021). Nous prévoyons engager, tout au long de l'exercice, des coûts d'intégration totalisant entre 100 M\$ et 150 M\$.

Des coûts de transaction de 3 M\$ ont été comptabilisés en résultat net au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 relativement à l'acquisition de Sunrise et l'acquisition imminente de Toledo.

Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
(Profit) perte de change latent	298	111	419	(220)
(Profit) perte de change réalisé	18	85	(13)	127
	316	196	406	(93)

Au troisième trimestre de 2022 et en cumul depuis le début de l'exercice, des pertes de change latentes de 298 M\$ et de 419 M\$, respectivement, ont été comptabilisées, principalement par suite de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Des pertes de changes réalisées de 18 M\$ et des profits de change réalisés de 13 M\$, respectivement, ont été comptabilisés pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 relativement aux pertes subies lors du remboursement de la dette à long terme, annulés en partie par les profits au titre du fonds de roulement.

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

Profits de réévaluation

Au troisième trimestre de 2022, Cenovus a constaté des profits de réévaluation de 549 M\$ relativement à l'acquisition de Sunrise. Comme l'exige IFRS 3, lorsqu'un acquéreur obtient le contrôle par étapes, la participation précédemment détenue est réévaluée à la juste valeur à la date d'acquisition, et tout gain ou perte est comptabilisé en résultat net. Se reporter à la note 4 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

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 et le paiement final a eu lieu en juillet 2022.

Dans le cadre de l'acquisition de Sunrise, Cenovus a convenu de verser des paiements trimestriels variables à BP Canada pour une période maximale de huit trimestres après le 31 août 2022 si le prix moyen du pétrole brut WCS dépasse 52,00 \$ le baril. Le paiement trimestriel sera calculé comme suit : 2,8 M\$ plus la différence entre le prix moyen du WCS moins 53,00 \$ multiplié par 2,8 M\$, pour n'importe lequel des huit trimestres au cours duquel le prix moyen du WCS est égal ou supérieur à 52,00 \$ le baril. Si le prix moyen du WCS est inférieur à 52,00 \$ le baril, aucun paiement ne sera versé pour le trimestre visé. La valeur cumulative maximale du paiement variable de 600 M\$. Aux fins comptables, le paiement variable sera réévalué à la juste valeur à chaque date de clôture jusqu'au premier des événements suivants : la valeur cumulative maximale de 600 M\$ est atteinte ou les huit trimestres se sont écoulés, les variations de la juste valeur étant comptabilisées en résultat net. Le paiement variable a été comptabilisé à une juste valeur de 600 M\$ à la date d'acquisition, établie au moyen d'un modèle d'évaluation du prix des options; le paiement variable sera par la suite réévalué à la juste valeur à chaque date de clôture, les variations étant comptabilisées en résultat net.

Au 30 septembre 2022, la juste valeur du paiement variable a été évaluée à 491 M\$, ce qui a donné lieu à un profit de réévaluation hors trésorerie de 109 M\$. Au 30 septembre 2022, aucun montant n'était exigible en vertu de cette convention.

Au 30 septembre 2022, le prix à terme moyen du WCS pour la durée restante du paiement variable est d'environ 72,38 \$ le baril.

(Profit) perte à la sortie d'actifs

Au troisième trimestre de 2022, nous avons comptabilisé une perte à la sortie d'actifs de 60 M\$ (profit de 25 M\$ en 2021), principalement en raison de la réalisation de la sortie d'actifs du secteur Vente. Pour les neuf premiers mois de 2022, nous avons comptabilisé un profit à la sortie d'actifs de 244 M\$ (97 M\$ en 2021) en raison de la réalisation de la vente de nos actifs de Tucker et de Wembley au premier trimestre de 2022, 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 ainsi que de la sortie d'actifs du secteur Vente.

Autres (produits) charges, montant net

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2022, les autres produits ont diminué de 48 M\$, surtout en raison du règlement d'un litige en faveur de Cenovus au troisième trimestre de 2021. Pour les neuf premiers mois de 2022, les autres produits ont augmenté de 259 M\$ par rapport à la même période en 2021, principalement en raison des facteurs suivants :

- le produit d'assurance de 271 M\$ lié à la reconstruction de la raffinerie Superior au cours des neuf premiers mois de 2022, comparativement au produit d'assurance lié à l'interruption des activités de 45 M\$ en 2021;
- le produit d'assurance au cours des neuf premiers mois de 2022 relativement à un incident survenu en 2018 dans la région de l'Atlantique.

Amortissement et épuisement

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement s'est chiffrée à 27 M\$ et à 86 M\$, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 (29 M\$ et 91 M\$, respectivement, en 2021).

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2021	30 septembre	2021
	2022		2022	
Charge d'impôt exigible				
Canada	187	58	1 124	72
États-Unis	(185)	—	96	—
Région de l'Asie-Pacifique	64	34	173	115
Autres pays	10	—	10	1
Charge (produit) d'impôt exigible	76	92	1 403	188
Charge (produit) d'impôt différé	568	191	625	281
Total de la charge (du produit) d'impôt	644	283	2 028	469

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 l'objet d'une incertitude relative aux estimations. Le moment où sont constatés le résultat et les déductions d'impôt servant à l'établissement de la charge d'impôt exigible dépend de la législation fiscale pertinente.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2022, la société a comptabilisé une charge d'impôt exigible se rapportant principalement au résultat imposable au Canada et dans la région de l'Asie-Pacifique. La 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. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2022, la société a comptabilisé un produit d'impôt exigible se rapportant à la baisse du résultat imposable aux États-Unis.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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. La 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, les écarts de change non imposables, les ajustements au titre des modifications des taux d'imposition et d'autres dispositions des lois fiscales.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Au cours du premier semestre de 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 permet 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 conserver les notes de crédit d'excellente qualité que nous ont accordées S&P Global Ratings, Moody's Investor Service, 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		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2021	30 septembre	2021
	2022		2022	
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation	4 089	2 138	8 433	3 735
Activités d'investissement	(690)	(327)	(1 144)	(547)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	3 399	1 811	7 289	3 188
Activités de financement	(3 822)	(913)	(6 926)	(1 591)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en devises	224	57	258	35
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(199)	955	621	1 632

(en millions de dollars)	30 septembre	31 décembre
	2022	2021
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 494	2 873
Dette totale	8 774	12 464

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2022, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont augmenté par rapport à 2021, en raison des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et de la hausse de la marge d'exploitation. Pour les neuf premiers mois de 2022, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont augmenté par rapport à 2021, en raison de la hausse de la marge d'exploitation, conjuguée aux variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et à la diminution des coûts d'intégration.

Compte non tenu du paiement conditionnel, notre fonds de roulement ajusté s'élevait à 4,6 G\$ au 30 septembre 2022. Au 31 décembre 2021, le fonds de roulement ajusté, compte non tenu du paiement conditionnel ainsi que des actifs détenus en vue de la vente et des passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente s'établissait à 3,8 G\$. 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 de la trésorerie, des comptes débiteurs et des stocks, partiellement contrebalancé par la hausse du passif d'impôt.

Le fonds de roulement ajusté a diminué de 1,5 G\$ depuis le 30 juin 2022 en raison du recouvrement de comptes débiteurs et des soldes des stocks depuis le 30 juin 2022, lorsque les prix des marchandises étaient plus élevés.

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 troisième trimestre de 2022 par rapport à 2021, principalement en raison de l'acquisition de Sunrise en 2022 et des dépenses d'investissement plus élevées. Cette hausse a été annulée en partie par la vente, en 2022, de 337 stations-service au sein notre réseau de vente au détail de carburant.

Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont augmenté au cours des neuf premiers mois de 2022 par rapport à 2021, surtout en raison des dépenses d'investissement plus élevées et de l'acquisition de Sunrise en 2022. Cette hausse a été en partie annulée par la trésorerie acquise dans le cadre de l'arrangement en 2021, 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 troisième trimestre, nous avons acheté des billets non garantis échéant entre 2025 et 2043 d'un montant en capital de 2,2 G\$ US et assortis d'une prime de 23 M\$ US.

Dans le cadre de notre stratégie de désendettement, au cours des neuf premiers mois de 2022, nous avons :

- versé un montant de 402 M\$ US pour racheter la totalité de nos billets non garantis à 3,80 % échéant en 2023 et de nos billets non garantis à 4,00 % échéant en 2024, d'un capital de 384 M\$ US; nous avons payé une prime au rachat de 18 M\$ US;
- versé un montant de 750 M\$ pour racheter la totalité de nos billets non garantis à 3,55 % échéant en 2025, d'un capital de 750 M\$;
- versé un montant de 2,2 G\$ US pour l'achat des billets non garantis échéant entre 2025 et 2043 susmentionnés;
- remboursé un montant de 81 M\$ sur nos emprunts à court terme.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, la société a racheté, dans le cadre de l'offre publique, 97 millions d'actions ordinaires au cours moyen pondéré en fonction du volume de 22,10 \$ par action ordinaire pour un total de 2,1 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 hors PCGR d'usage courant dans le secteur pétrolier et gazier qui permet d'évaluer la capacité d'une entreprise de financer ses programmes d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières. C'est le point de départ pour calculer les fonds provenant de l'exploitation disponibles. 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 disponible est une nouvelle mesure utilisée depuis le 30 juin 2022.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2021	30 septembre	2021
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 089	2 138	8 433	3 735
(Ajouter) déduire :				
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(55)	(38)	(101)	(67)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	1 193	(166)	(98)	(1 498)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	2 951	2 342	8 632	5 300
Dépenses d'investissement	866	647	2 434	1 728
Fonds provenant de l'exploitation disponibles	2 085	1 695	6 198	3 572
(Ajouter) déduire :				
Dividendes de base versés sur les actions ordinaires	(205)	(35)		
Dividendes sur les actions privilégiées	(9)	(9)		
Règlement de passifs relatifs au démantèlement	(55)	(38)		
Remboursement du capital des contrats de location	(78)	(70)		
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(389)	—		
Produit de la sortie d'actifs, déduction faite de la trésorerie versée	407	83		
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles	1 756	1 626		

Cible de rendement pour les actionnaires

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	30 septembre 2022	30 juin 2022
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles	1 756	2 020
Rendement cible ¹⁾	878	1 010
Déduire : Rachat d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique	(659)	(1 018)
Rendement pour les actionnaires en dessous (en sus) du rendement cible, avant dividende variable	219	(8)

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

Dettes à long terme et dette totale

Au 30 septembre 2022, la dette totale et la dette à long terme, y compris la partie courante, s'établissaient à 8,8 G\$ (12,4 G\$ et 12,5 G\$, respectivement, au 31 décembre 2021). La diminution de la dette à long terme et de la dette totale est attribuable au rachat de nos billets non garantis d'un montant de 2,6 G\$ US et de 750 M\$ en 2022.

Au 30 septembre 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 septembre 2022 :

(en millions de dollars)

	Échéance	Montant disponible
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Sans objet	3 494
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	1 022
WRB Refining LP ³⁾	Sans objet	308
Sunrise Oil Sands Partnership ⁴⁾	Sans objet	10

1) Au 30 septembre 2022, aucun montant n'avait été prélevé sur la facilité de crédit engagée.

2) Nos facilités remboursables à vue non engagées comprennent un montant de 1,9 G\$, dont une tranche de 1,4 G\$ peut être prélevée à des fins générales, la totalité du montant pouvant servir à l'émission de lettres de crédit. Au 30 septembre 2022, des lettres de crédit en cours totalisant 472 M\$ (565 M\$ au 31 décembre 2021) étaient émises; aucun prélèvement n'avait été fait.

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 septembre 2022, aucun montant n'a été prélevé sur ces facilités.

4) Peut servir à des fins générales. Aucun montant n'avait été prélevé sur cette facilité de crédit remboursable à vue au 30 septembre 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 %. Ce ratio se situe bien en deçà de ce plafond.

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

En septembre 2022, nous avons versé un montant de 2,2 G\$ US pour racheter une partie de nos billets non garantis. Les montants de capital de nos billets non garantis ci-après ont été rachetés :

- billets à 5,38 % échéant en 2025 – 533 M\$ US
- billets à 4,25 % échéant en 2027 – 589 M\$ US
- billets à 4,40 % échéant en 2029 – 510 M\$ US
- billets à 6,75 % échéant en 2039 – 455 M\$ US
- billets à 4,45 % échéant en 2042 – 58 M\$ US
- billets à 5,20 % échéant en 2043 – 29 M\$ US.

Au premier trimestre de 2022, nous avons versé un montant de 402 M\$ US pour racheter la totalité de nos billets non garantis à 3,80 % échéant en 2023 et de nos billets non garantis à 4,00 % échéant en 2024, d'un capital de 384 M\$ US. Au deuxième trimestre de 2022, nous avons versé un montant de 750 M\$ pour racheter la totalité de nos billets non garantis à 3,55 % échéant en 2025.

Une prime au rachat de 41 M\$ US a été comptabilisée dans les charges financières au titre des opérations susmentionnées.

Au 30 septembre 2022, les billets non garantis libellés en dollars américains toujours en circulation totalisaient 4,8 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 canadiens)
Au 31 décembre 2021	7 385	2 750
Rachats	(2 558)	(750)
Au 30 septembre 2022	4 827	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 septembre 2022, des émissions de 4,7 G\$ US peuvent encore être effectuées aux termes du prospectus préalable de base (4,7 G\$ US au 31 décembre 2021). Les placements aux termes du prospectus préalable de base sont assujettis à la disponibilité sur le marché.

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 19 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, déduction faite des intérêts capitalisés, des produits d'intérêts, de la charge (le produit) d'impôt sur le résultat, de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement, de la réduction de valeur au titre des dépenses de prospection et d'évaluation, des pertes de valeur du goodwill, des profits ou des pertes latents liés à la gestion des risques, des profits ou des pertes de change, des profits liés à la réévaluation, de la réévaluation du paiement conditionnel, du profit ou de la perte à la sortie d'actifs, des autres profits ou pertes nets, de la quote-part du bénéfice ou de la perte des entreprises liées 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 septembre 2022	31 décembre 2021
Ratio dette nette/capitaux permanents (%)	16	29
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés (fois)	0,5	1,3
Ratio dette nette/BAIIA ajusté (fois)	0,4	1,2

Nos cibles de ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et de ratio dette nette/BAIIA ajusté sont d'environ 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 septembre 2022, notre ratio dette nette/capitaux permanents a diminué par rapport au 31 décembre 2021, principalement en raison de l'augmentation du résultat net et des réductions constantes de la dette nette au cours des 12 derniers mois.

Notre ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et notre ratio dette nette/BAIIA ajusté ont diminué depuis le 31 décembre 2021 en raison de la marge d'exploitation supérieure et la dette nette moins élevée au cours des 12 derniers mois. Pour de plus amples renseignements sur la marge d'exploitation et la dette nette, 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 septembre 2022, environ 1 923 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 24 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

En novembre 2021, nous avons mis en œuvre une offre publique visant à racheter à concurrence de 146,5 millions d'actions ordinaires de la société jusqu'au 8 novembre 2022. Au cours des neuf premiers mois de 2022, Cenovus a racheté et réglé 97 millions d'actions ordinaires en contrepartie de 2,1 G\$ (17 millions d'actions ordinaires en contrepartie de 265 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021), au cours moyen pondéré en fonction du volume de 22,10 \$ par action ordinaire. Les actions ordinaires ont été par la suite annulées. Entre le 1^{er} octobre 2022 et le 1^{er} novembre 2022, Cenovus a racheté une autre tranche

de 4 millions d'actions ordinaires en contrepartie de 94 M\$. Entre la mise en œuvre de l'offre publique et le 1^{er} novembre 2022, Cenovus a racheté 118 millions d'actions ordinaires en contrepartie de 2,5 G\$. Notre offre publique actuelle vient à échéance le 8 novembre 2022. Le 1^{er} novembre 2022, le conseil d'administration de la société a approuvé le dépôt d'une demande auprès de la TSX pour le renouvellement de notre offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant à racheter jusqu'à 10 % du flottant de la société, soit environ 137 millions d'actions ordinaires de la société pour douze mois une fois obtenue l'approbation de la TSX.

Au 30 septembre 2022, environ 57 millions de bons de souscription de Cenovus étaient en circulation (65 millions de bons de souscription de Cenovus au 31 décembre 2021). Chaque bon de souscription de Cenovus 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 de Cenovus viennent à échéance le 1^{er} janvier 2026. Se reporter à la note 24 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Se reporter à la note 26 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.

Les données sur nos actions en circulation se présentent comme suit :

	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
Au 28 octobre 2022		
Actions ordinaires	1 918 887	s. o.
Bons de souscription de Cenovus	57 355	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	18 263	9 190
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	16 928	1 608

Dividendes sur les actions ordinaires

Au troisième trimestre de 2022, nous avons versé des dividendes de base de 205 M\$, soit 0,105 \$ par action ordinaire (35 M\$, soit 0,018 \$ par action ordinaire, en 2021). Au cours des neuf premiers mois de 2022, nous avons versé des dividendes de base de 481 M\$, soit 0,2450 \$ par action ordinaire (106 M\$, soit 0,0525 \$ par action ordinaire, en 2021).

Le conseil a déclaré un dividende de base au quatrième trimestre de 0,105 \$ par action ordinaire, payable le 30 décembre 2022 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 décembre 2022.

Le conseil a déclaré un dividende variable au quatrième trimestre de 0,114 \$ par action ordinaire, payable le 2 décembre 2022 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 18 novembre 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

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, des dividendes totalisant 9 M\$ et 26 M\$, respectivement, ont été versés sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7. 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 d'un montant de 9 M\$ au quatrième trimestre sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7, payable le 3 janvier 2023 aux porteurs d'actions privilégiées inscrits le 15 décembre 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. Nous nous attendons à ce que notre production annuelle moyenne en amont se situe entre 780 et 810 milliers de bep/j. Compte tenu de l'incident survenu à la raffinerie de Toledo, nous prévoyons désormais que la production de pétrole brut en aval sera légèrement inférieure à nos objectifs de 530 à 580 milliers de barils par jour en 2022.

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 les 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 31 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

Au 30 septembre 2022, le total des engagements s'élevait à 34,5 G\$, dont une tranche de 21,3 G\$ se rapporte à divers engagements liés au transport et au stockage et une tranche de 10,6 G\$ se rapporte à des engagements liés à l'achat de carburant. 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 septembre 2022 comprennent un montant de 2,2 G\$ lié aux contrats de transport et de stockage ainsi qu'à d'autres contrats à long terme.

Au 30 septembre 2022, les lettres de crédit en cours émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats totalisaient 472 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 partagés. Nous sommes aussi entrepreneurs auprès de HMLP et construisons ses installations selon le principe du recouvrement des coûts comportant certaines restrictions. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, nous avons imputé à HMLP 56 M\$ et 133 M\$, respectivement, au titre des services de construction et de gestion (101 M\$ et 165 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, nous avons engagé des coûts de 64 M\$ et de 197 M\$, respectivement, pour l'utilisation des réseaux pipeliniers de HMLP ainsi que pour les services de transport et de stockage (70 M\$ et 215 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 utilisions également des instruments dérivés pour gérer notre exposition globale à la volatilité des flux de trésorerie au moyen d'instruments dérivés basés sur le WTI. Cependant, comme nous l'avons annoncé le 4 avril 2022, nous avons cessé nos activités de gestion des risques liés au prix de vente du brut basé sur le WTI. 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 28 et 29 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.

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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, nous avons réalisé un profit et une perte, respectivement, 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 une perte et un profit, respectivement, à la vente des stocks sous-jacents au cours de la période en raison des fluctuations des prix de référence.

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.

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 de la période de neuf mois close le 30 septembre 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 de la période de neuf mois close le 30 septembre 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 septembre 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 septembre 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 », « s'attendre à », « accent », « prévisions », « avenir », « futur », « perspectives », « objectif », « possibilités », « option », « plan », « indication », « éventuel », « projection », « échéancier », « souhaiter », « cible », « à terme » ou des expressions analogues, y compris des déclarations à propos de ce qui suit : la création de valeur à long terme; la maximisation, l'accroissement ou l'amélioration de la valeur ou du rendement pour les actionnaires; le remboursement du capital supplémentaire aux actionnaires au-delà du paiement du dividende de base; la répartition et le versement de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles conformément à la structure de répartition des capitaux; le désendettement du bilan; le rachat d'actions au moment opportun et les distributions de dividendes variables; la présentation d'une demande pour mener une nouvelle offre publique; 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 et leur croissance dans le cadre des cycles de prix; la production en amont et le débit en aval sur une base quotidienne et annuelle; la surveillance de la dynamique globale des marchés pour évaluer comment gérer la production en amont; la surveillance des données fondamentales du marché et l'optimisation des taux de traitement aux raffineries; 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 répartition des capitaux; le maintien des liquidités suffisantes à toutes les étapes du cycle économique et 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; le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et le ratio dette nette/BAIIA ajustés; les économies et les réductions de coûts; la structure de coûts; 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 réduction des coûts des condensats associés au transport de pétrole lourd; la poursuite du programme d'investissement de la société et le maintien du dividende de base en fonction d'un prix du WTI de 45 \$ US le baril; la maximisation de la valeur reçue pour les produits; 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; la gestion des taux de production en amont 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 paiements variables relativement à l'acquisition de Sunrise; le recours continu aux instruments financiers pour atténuer l'exposition aux prix de diverses marchandises (y compris le WTI, utilisées dans le condensat et la gestion des risques liés aux prix dans le cadre des opérations de raffinage), y compris les écarts de prix et les marges de raffinage connexes; les activités de forage, les programmes d'intégrité des actifs et de réduction des émissions dans le secteur Hydrocarbures classiques; la prospection et la production initiale de nouveaux champs ou projets; 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 des actions ordinaires de Cenovus aux fins d'annulation, l'émission de nouveaux titres d'emprunt ou de nouvelles actions; les dépenses d'investissement futures pour le maintien d'opérations sûres et fiables, le maintien de la production dans le secteur Sables bitumineux, le maintien des programmes de forage dans le 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 White Rose, les opérations de raffinage et la fiabilité ainsi que la décongestion à la raffinerie de Lloydminster afin d'accroître la capacité de production; l'état et le moment de la clôture de l'acquisition de Toledo et les possibilités et avantages (y compris l'augmentation du débit) qui en découlent; l'application du modèle d'exploitation de la société à Sunrise et le dépassement de la capacité nominale de l'installation; les dépenses d'investissement requises 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; 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; 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; la mise en production du champ gazier MDA; le forage de puits de mise en valeur et la construction d'installation de production ainsi que la production qui en est tirée; les obligations découlant de poursuites judiciaires; 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 variable à BP; 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 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 variable à BP; 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 extracôticières et de navires aux terminaux ou aux plateformes centrales, à la suite de fuites de pipelines ou autres, la corrosion, les épidémies ou les pandémies, et autres catastrophes, notamment les guerres, les conditions atmosphériques extrêmes, les désastres naturels, les incidents impliquant des icebergs, les actes de vandalisme et de terrorisme, et d'autres accidents ou dangers pouvant se produire pendant le transport entre les sites commerciaux ou industriels, ou encore d'autres accidents ou événements semblables; les marges de raffinage et de commercialisation; l'accroissement des coûts, entre autres en raison des pressions inflationnistes sur les charges d'exploitation, notamment la main-d'œuvre, les matériaux, le gaz naturel et les autres sources énergétiques utilisées dans les procédés d'exploitation des sables bitumineux et les activités en aval, 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	AECO	Alberta Energy Company
kb/j	millier de barils par jour	DGMV	drainage par gravité au moyen de la vapeur
bep	baril d'équivalent de pétrole	GJ	gigajoule
kbep	millier de barils d'équivalent de pétrole	Gpi ³	milliard de pieds cubes
kbep/j	millier de barils d'équivalent de pétrole par jour	kpi ³	millier de pieds cubes
Mb	million de barils	MBtu	million d'unités thermales britanniques
Mbep	million de barils d'équivalent de pétrole	Mpi ³	million de pieds cubes
NPSD	navire de production, de stockage et de déchargement	Mpi ³ /j	million de pieds cubes par jour
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole	NYMEX	New York Mercantile Exchange
OPEP+	OPEP et un groupe de 10 pays non membres de l'OPEP		
WTI	West Texas Intermediate		
WCS	Western Canadian Select		
MSH	Mélange synthétique de Husky		

MESURES FINANCIÈRES DÉTERMINÉES

Certaines mesures financières qui figurent dans le présent document ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les IFRS, notamment la marge d'exploitation, la marge d'exploitation des 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 produits achetés, des frais de transport et de fluidification et des charges d'exploitation, plus les profits réalisés liés à la gestion des risques, moins les pertes réalisées sur ces opérations. Les éléments du secteur Activités non sectorielles et éliminations sont exclus du calcul de la marge d'exploitation.

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2022			Trimestre clos le 30 juin 2022			Trimestre clos le 31 mars 2022 ¹⁾			Période de neuf mois close le 30 septembre 2022		
	Secteurs en amont ²⁾	Secteurs en aval ²⁾	Total	Secteurs en amont ²⁾	Secteurs en aval	Total	Secteurs en amont ²⁾	Secteurs en aval	Total	Secteurs en amont ²⁾	Secteurs en aval ²⁾	Total
Produits des activités ordinaires												
Chiffre d'affaires brut	10 238	11 078	21 316	11 685	10 844	22 529	10 897	8 247	19 144	32 820	30 169	62 989
Déduire : Redevances	1 226	—	1 226	1 582	—	1 582	1 185	—	1 185	3 993	—	3 993
	9 012	11 078	20 090	10 103	10 844	20 947	9 712	8 247	17 959	28 827	30 169	58 996
Charges												
Marchandises achetées	2 397	9 882	12 279	1 461	9 046	10 507	1 818	6 946	8 764	5 676	25 874	31 550
Transport et fluidification	2 800	3	2 803	3 238	(2)	3 236	3 194	2	3 196	9 232	3	9 235
Activités d'exploitation	915	780	1 695	1 010	866	1 876	909	645	1 554	2 834	2 291	5 125
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	51	(77)	(26)	563	87	650	871	110	981	1 485	120	1 605
Marge d'exploitation	2 849	490	3 339	3 831	847	4 678	2 920	544	3 464	9 600	1 881	11 481

1) Les résultats de périodes comparatives ont été révisés pour tenir compte de manière plus appropriée des frais de fluidification. Se reporter 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			
	T4	T3	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T4	T3	T2	T1
Produits des activités ordinaires																		
Chiffre d'affaires brut ¹⁾	27 844	19 607	8 237	7 354	6 128	6 125	26 673	18 538	8 135	7 530	6 318	4 690	54 517	38 145	16 372	14 884	12 446	10 815
Déduire : Redevances	2 454	1 639	815	733	533	373	—	—	—	—	—	—	2 454	1 639	815	733	533	373
	25 390	17 968	7 422	6 621	5 595	5 752	26 673	18 538	8 135	7 530	6 318	4 690	52 063	36 506	15 557	14 151	11 913	10 442
Charges																		
Marchandises achetées ¹⁾	4 059	2 861	1 198	1 074	717	1 070	23 526	16 178	7 348	6 708	5 502	3 968	27 585	19 039	8 546	7 782	6 219	5 038
Transport et fluidification ¹⁾	8 714	6 115	2 599	2 137	2 006	1 972	—	—	—	—	—	—	8 714	6 115	2 599	2 137	2 006	1 972
Activités d'exploitation	3 241	2 376	865	800	791	785	2 258	1 569	689	537	515	517	5 499	3 945	1 554	1 337	1 306	1 302
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	788	586	202	168	188	230	104	48	56	17	10	21	892	634	258	185	198	251
Marge d'exploitation	8 588	6 030	2 558	2 442	1 893	1 695	785	743	42	268	291	184	9 373	6 773	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.

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2020			Trimestre clos le 30 septembre 2020		
	Secteurs en amont	Secteurs en aval	Total	Secteurs en amont	Secteurs en aval	Total
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	2 749	1 124	3 873	2 746	1 252	3 998
Déduire : Redevances	143	—	143	153	—	153
	2 606	1 124	3 730	2 593	1 252	3 845
Charges						
Marchandises achetées	334	1 016	1 350	389	1 133	1 522
Transport et fluidification	1 149	—	1 149	1 036	—	1 036
Activités d'exploitation	389	192	581	367	187	554
(Profit) perte réalisé à la gestion des risques	40	(15)	25	137	2	139
Marge d'exploitation	694	(69)	625	664	(70)	594

Marge d'exploitation par actif

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2022			Période de neuf mois close le 30 septembre 2022		
	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extracôtère ¹⁾	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extracôtère ¹⁾
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	337	113	450	1 083	492	1 575
Déduire : Redevances	20	2	22	60	(4)	56
	317	111	428	1 023	496	1 519
Charges						
Transport et fluidification	—	4	4	—	12	12
Activités d'exploitation	32	53	85	88	146	234
Marge d'exploitation	285	54	339	935	338	1 273

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2021			Période de neuf mois close le 30 septembre 2021		
	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extracôtère ¹⁾	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extracôtère ¹⁾
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	336	68	404	965	297	1 262
Déduire : Redevances	20	4	24	53	21	74
	316	64	380	912	276	1 188
Charges						
Transport et fluidification	—	3	3	—	10	10
Activités d'exploitation	28	21	49	74	92	166
Marge d'exploitation	288	40	328	838	174	1 012

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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Coûts d'intégration ¹⁾	24	45	76	302
Coûts d'intégration incorporés à l'actif ²⁾	1	15	5	49
Coûts d'intégration totaux	25	60	81	351

1) *Se reporter à la note 7 annexe aux 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 comptes 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		
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 089	2 979	1 365	2 184	2 138	1 369	228	250	732
(Ajouter) déduire :									
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(55)	(27)	(19)	(35)	(38)	(18)	(11)	(6)	(3)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	1 193	(92)	(1 199)	271	(166)	(430)	(902)	(77)	328
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	2 951	3 098	2 583	1 948	2 342	1 817	1 141	333	407
Dépenses d'investissement	866	822	746	835	647	534	547	242	148
Fonds provenant de l'exploitation disponibles	2 085	2 276	1 837	1 113	1 695	1 283	594	91	259
(Ajouter) déduire :									
Dividendes de base sur les actions ordinaires	(205)	(207)	(69)	(70)	(35)	(36)	(35)		
Dividendes sur les actions privilégiées	(9)	(8)	(9)	(8)	(9)	(8)	(9)		
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(55)	(27)	(19)	(35)	(38)	(18)	(11)		
Remboursement du capital des contrats de location	(78)	(75)	(75)	(78)	(70)	(77)	(75)		
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(389)	(1)	—	—	—	—	(7)		
Produit de la sortie d'actifs, déduction faite de la trésorerie versée	407	62	950	247	83	100	5		
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles	1 756	2 020	2 615	1 169	1 626	1 244	462		

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	8 433	3 735
(Ajouter) déduire :		
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(101)	(67)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(98)	(1 498)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	8 632	5 300
Dépenses d'investissement	2 434	1 728
Fonds provenant de l'exploitation disponibles	6 198	3 572

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

Trimestre clos le 30 septembre 2022

(en millions de dollars)	Base de calcul pour la marge de raffinage				Total – Fabrication au Canada ²⁾
	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ¹⁾	
Produits des activités ordinaires	951	600	1 551	(73)	1 478
Marchandises achetées	694	498	1 192	(100)	1 092
Marge brute	257	102	359	27	386

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 lourd (kb/j)	71,3	27,2	98,5
Marge de raffinage (\$/b)	38,17	40,39	38,78

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

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

Période de neuf mois close le 30 septembre 2022

(en millions de dollars)	Base de calcul pour la marge de raffinage				Total – Fabrication au Canada ²⁾
	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ¹⁾	
Produits des activités ordinaires	2 651	1 027	3 678	365	4 043
Marchandises achetées	2 088	851	2 939	253	3 192
Marge brute	563	176	739	112	851

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 lourd (kb/j)	68,8	23,7	92,5
Marge de raffinage (\$/b)	30,08	27,34	29,37

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

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

Trimestre clos le 30 septembre 2021

(en millions de dollars)	Base de calcul pour la marge de raffinage				Total – Fabrication au Canada ²⁾
	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ¹⁾	
Produits des activités ordinaires	684	278	962	253	1 215
Marchandises achetées	556	230	786	200	986
Marge brute	128	48	176	53	229

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)	81,2	27,1	108,3
Marge de raffinage (\$/b)	16,93	19,29	17,57

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

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

Période de neuf mois close le 30 septembre 2021

(en millions de dollars)	Base de calcul pour la marge de raffinage				Total – Fabrication au Canada ²⁾
	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ¹⁾	
Produits des activités ordinaires	1 811	611	2 422	687	3 109
Marchandises achetées	1 449	487	1 936	488	2 424
Marge brute	362	124	486	199	685

	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 lourd(kb/j)	78,6	27,4	106,0
Marge de raffinage (\$/b)	16,91	16,58	16,78

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

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

Fabrication aux États-Unis

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Produits des activités ordinaires ¹⁾	8 719	5 723	23 702	13 889
Marchandises achetées ¹⁾	7 944	5 171	20 365	12 320
Marge brute	775	552	3 337	1 569
Production de pétrole brut (kb/j)	435,0	445,8	405,3	415,0
Marge de raffinage (\$/b)	18,98	13,45	29,94	13,84

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

Vente

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Produits des activités ordinaires ¹⁾	881	592	2 424	1 540
Marchandises achetées ¹⁾	846	551	2 317	1 434
Marge brute	35	41	107	106

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

Charges d'épuisement et d'amortissement 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 septembre 2022 (en millions de dollars)	Ajustements					Autres ⁴⁾	Total en amont	Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Total en amont ¹⁾	Condensats	Tierces sources	Consommation interne ²⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ³⁾			
Chiffre d'affaires brut	10 238	(2 333)	(2 346)	(235)	63	(113)	5 274	
Redevances	1 226	—	—	—	25	(6)	1 245	
Marchandises achetées	2 397	—	(2 346)	—	—	(51)	—	
Transport et fluidification	2 800	(2 333)	—	—	—	(24)	443	
Activités d'exploitation	915	—	—	(235)	6	3	689	
Prix nets opérationnels	2 900	—	—	—	32	(35)	2 897	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	51	—	—	—	—	—	51	
Marge d'exploitation	2 849	—	—	—	32	(35)	2 846	

Trimestre clos le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Ajustements					Autres ⁴⁾	Total en amont	Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Total en amont	Condensats	Tierces sources	Consommation interne ²⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ³⁾			
Chiffre d'affaires brut ¹⁾	7 354	(1 734)	(1 007)	(175)	60	(49)	4 449	
Redevances	733	—	—	—	11	—	744	
Marchandises achetées ⁵⁾	1 074	—	(1 007)	—	—	(67)	—	
Transport et fluidification	2 137	(1 734)	—	—	—	20	423	
Activités 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	—	—	—	43	9	2 496	

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.

Période de neuf mois close le 30 septembre 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	32 820	(7 892)	(5 461)	(821)	194	(306)	18 534
Redevances	3 993	—	—	—	89	(11)	4 071
Marchandises achetées	5 676	—	(5 461)	—	—	(215)	—
Transport et fluidification	9 232	(7 892)	—	—	—	(35)	1 305
Activités d'exploitation	2 834	—	—	(821)	21	(28)	2 006
Prix nets opérationnels	11 085	—	—	—	84	(17)	11 152
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	1 485	—	(8)	—	—	—	1 477
Marge d'exploitation	9 600	—	8	—	84	(17)	9 675

Période de neuf mois close le 30 septembre 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⁾	19 607	(4 894)	(2 682)	(469)	162	(244)	11 480
Redevances	1 639	—	—	—	23	—	1 662
Marchandises achetées ⁵⁾	2 861	—	(2 682)	—	—	(179)	—
Transport et fluidification	6 115	(4 894)	—	—	—	—	1 221
Activités d'exploitation	2 376	—	—	(469)	18	(33)	1 892
Prix nets opérationnels	6 616	—	—	—	121	(32)	6 705
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	586	—	(2)	—	—	—	584
Marge d'exploitation	6 030	—	2	—	121	(32)	6 121

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 septembre 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ¹⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	1 486	1 847	218	929	4 480	4	4 484
Redevances	432	594	18	82	1 126	4	1 130
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	199	137	36	38	410	—	410
Activités d'exploitation	224	209	49	229	711	4	715
Prix nets opérationnels	631	907	115	580	2 233	(4)	2 229
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							42
Marge d'exploitation							2 187

Trimestre clos le 30 septembre 2022 (en millions de dollars)	Base de calcul pour les prix nets opérationnels				Ajustements		
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾	Total – Sables bitumineux ³⁾		
Chiffre d'affaires brut	4 484	2 333	1 882	79	8 778		
Redevances	1 130	—	—	6	1 136		
Marchandises achetées	—	—	1 882	51	1 933		
Transport et fluidification	410	2 333	—	15	2 758		
Activités d'exploitation	715	—	—	(26)	689		
Prix nets opérationnels	2 229	—	—	33	2 262		
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	42	—	—	—	42		
Marge d'exploitation	2 187	—	—	33	2 220		

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

Trimestre clos le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul pour les prix nets opérationnels				Ajustements		
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾	Total – Sables bitumineux ³⁾		
Chiffre d'affaires brut ⁴⁾	3 782	1 734	562	39	6 117		
Redevances	669	—	—	—	669		
Marchandises achetées ⁴⁾	—	—	562	67	629		
Transport et fluidification	400	1 734	—	(20)	2 114		
Activités 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		

- 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

Période de neuf mois close le 30 septembre 2022 (en millions de dollars)	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables – bitumineux ¹⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	5 441	6 498	728	3 222	15 889	14	15 903
Redevances	1 445	1 900	46	302	3 693	5	3 698
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	559	431	93	110	1 193	—	1 193
Activités d'exploitation	676	677	133	703	2 189	17	2 206
Prix nets opérationnels	2 761	3 490	456	2 107	8 814	(8)	8 806
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							1 468
Marge d'exploitation							7 338

**Base de calcul
pour les prix nets
opérationnels**

Période de neuf mois close le 30 septembre 2022 (en millions de dollars)	Total – Sables bitumineux	Ajustements			Total – Sables bitumineux ³⁾
		Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾	
Chiffre d'affaires brut	15 903	7 892	4 001	248	28 044
Redevances	3 698	—	—	11	3 709
Marchandises achetées	—	—	4 001	215	4 216
Transport et fluidification	1 193	7 892	—	29	9 114
Activités d'exploitation	2 206	—	—	(9)	2 197
Prix nets opérationnels	8 806	—	—	2	8 808
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	1 468				1 468
Marge d'exploitation	7 338	—	—	2	7 340

Base pour le calcul des prix nets opérationnels

Période de neuf mois close le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables – bitumineux ¹⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	3 037	3 674	427	2 309	9 447	9	9 456
Redevances	487	733	13	228	1 461	1	1 462
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	520	386	83	165	1 154	—	1 154
Activités d'exploitation	517	506	118	628	1 769	15	1 784
Prix nets opérationnels	1 513	2 049	213	1 288	5 063	(7)	5 056
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							584
Marge d'exploitation							4 472

**Base pour le
calcul
des prix nets
opérationnels**

Période de neuf mois close le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Total – Sables bitumineux	Ajustements			Total – Sables bitumineux ³⁾
		Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾	
Chiffre d'affaires brut ⁴⁾	9 456	4 894	1 569	191	16 110
Redevances	1 462	—	—	—	1 462
Marchandises achetées ⁴⁾	—	—	1 569	179	1 748
Transport et fluidification	1 154	4 894	—	—	6 048
Activités d'exploitation	1 784	—	—	9	1 793
Prix nets opérationnels	5 056	—	—	3	5 059
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	584				584
Marge d'exploitation	4 472	—	—	3	4 475

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 septembre 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	512	464	34	1 010
Redevances	68	—	—	68
Marchandises achetées	—	464	—	464
Transport et fluidification	29	—	9	38
Activités d'exploitation	137	—	4	141
Prix nets opérationnels	278	—	21	299
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	9	—	—	9
Marge d'exploitation	269	—	21	290

Trimestre clos le 30 septembre 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	378	445	10	833
Redevances	40	—	—	40
Marchandises achetées	—	445	—	445
Transport et fluidification	20	—	—	20
Activités d'exploitation	125	—	10	135
Prix nets opérationnels	193	—	—	193
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	2	—	2
Marge d'exploitation	193	(2)	—	191

Période de neuf mois close le 30 septembre 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	1 683	1 460	58	3 201
Redevances	228	—	—	228
Marchandises achetées	—	1 460	—	1 460
Transport et fluidification	100	—	6	106
Activités d'exploitation	385	—	18	403
Prix nets opérationnels	970	—	34	1 004
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	9	8	—	17
Marge d'exploitation	961	(8)	34	987

Période de neuf mois close le 30 septembre 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	1 069	1 113	53	2 235
Redevances	103	—	—	103
Marchandises achetées	—	1 113	—	1 113
Transport et fluidification	57	—	—	57
Activités d'exploitation	393	—	24	417
Prix nets opérationnels	516	—	29	545
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	2	—	2
Marge d'exploitation	516	(2)	29	543

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 extracôtière

Trimestre clos le 30 septembre 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels					Ajustement		
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Total – production extracôtière	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾	Autres ²⁾	Total – production extracôtière ³⁾
Chiffre d'affaires brut	337	63	400	113	513	(63)	—	450
Redevances	20	25	45	2	47	(25)	—	22
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	—	4	4	—	—	4
Activités d'exploitation	28	10	38	34	72	(6)	19	85
Prix nets opérationnels	289	28	317	73	390	(32)	(19)	339
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	—	—
Marge d'exploitation	—	—	—	—	390	(32)	(19)	339

Trimestre clos le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels					Ajustement		
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Total – production extracôtière	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾	Autres ²⁾	Total – production extracôtière ³⁾
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					Ajustement		
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Total – production extracôtière	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾	Autres ²⁾	Total – production extracôtière ³⁾
Chiffre d'affaires brut	308	50	358	119	477	(50)	—	427
Redevances	16	5	21	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					Ajustement		
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Total – production extracôtière	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾	Autres ²⁾	Total – production extracôtière ³⁾
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) Se rapportent aux coûts dans la région de l'Atlantique
- 3) Ces montants, exclusion faite des prix nets opérationnels, sont présentés à la note 1 annexe états financiers consolidés intermédiaires.

Période de neuf mois close le 30 septembre 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Total – production extracôtière	Ajustement		Total – production extracôtière ³⁾
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique		Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾		
Chiffre d'affaires brut	1 083	194	1 277	492	1 769	(194)	—	1 575
Redevances	60	89	149	(4)	145	(89)	—	56
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	—	12	12	—	—	12
Activités d'exploitation	75	34	109	127	236	(21)	19	234
Prix nets opérationnels	948	71	1 019	357	1 376	(84)	(19)	1 273
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques					—	—	—	—
Marge d'exploitation					1 376	(84)	(19)	1 273

Période de neuf mois close le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Total – production extracôtière	Ajustement		Total – production extracôtière ²⁾
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique		Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾		
Chiffre d'affaires brut	965	162	1 127	297	1 424	(162)	—	1 262
Redevances	53	23	76	21	97	(23)	—	74
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	—	10	10	—	—	10
Charges d'exploitation	71	21	92	92	184	(18)	—	166
Prix nets opérationnels	841	118	959	174	1 133	(121)	—	1 012
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques					—	—	—	—
Marge d'exploitation					1 133	(121)	—	1 012

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) Se rapporte aux coûts dans la région de l'Atlantique

3) Ces montants, exclusion faite des prix nets opérationnels, sont présentés à la note 1 annexe 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 par jour)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Sables bitumineux				
Foster Creek	180,7	206,3	190,9	173,5
Christina Lake	247,2	238,1	247,8	230,5
Sunrise ²⁾	29,7	25,5	26,3	23,6
Autres – Sables bitumineux	120,4	143,2	118,8	143,8
Total – Sables bitumineux²⁾	578,0	613,1	583,8	571,4
Hydrocarbures classiques	126,2	131,4	128,0	136,2
Ventes avant déduction de la consommation interne	704,2	744,5	711,8	707,6
Déduire : Consommation interne ³⁾	(80,7)	(84,0)	(84,3)	(85,2)
Ventes après déduction de la consommation interne	623,5	660,5	627,5	622,4
Production extracôtière				
Asie-Pacifique – Chine	45,4	49,8	48,6	50,1
Asie-Pacifique – Indonésie	10,1	10,0	9,7	9,4
Asie-Pacifique – Total	55,5	59,8	58,3	59,5
Région de l'Atlantique	7,8	7,8	12,6	12,6
Total – Production extracôtière	63,3	67,6	70,9	72,1
Total – Ventes	686,8	728,1	698,4	694,5

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) Moins les 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 appropriée 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. Voir 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	Consommation interne ¹⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ²⁾	Autres ³⁾	Total en amont
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
Activités d'exploitation	909	—	—	(239)	7	(21)	656
Prix nets opérationnels	3 791	—	—	—	26	12	3 829
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	871	—	(4)	—	—	—	867
Marge d'exploitation	2 920	—	4	—	26	12	2 962

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	Consommation interne ¹⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ²⁾	Autres ³⁾	Total en amont
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
Activités d'exploitation	3 241	—	(8)	(710)	25	(36)	2 512
Prix nets opérationnels	9 376	—	8	—	147	(56)	9 475
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	788	—	(2)	—	—	—	786
Marge d'exploitation	8 588	—	10	—	147	(56)	8 689

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	Consommation interne ¹⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ²⁾	Autres ³⁾	Total en amont
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
Activités d'exploitation	865	—	(8)	(241)	7	(3)	620
Prix nets opérationnels	2 760	—	8	—	26	(24)	2 770
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	202	—	—	—	—	—	202
Marge d'exploitation	2 558	—	8	—	26	(24)	2 568

Trimestre clos le 30 juin 2021 (en millions de dollars)	Ajustements					Base de calcul pour les prix nets opérationnels	
	Total en amont	Condensats	Tierces sources	Consommation interne ¹⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ²⁾	Autres ³⁾	Total en amont
Chiffre d'affaires brut	6 128	(1 620)	(651)	(145)	50	(105)	3 657
Redevances	533	—	—	—	5	—	538
Marchandises achetées	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

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	Consommation interne ¹⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ²⁾	Autres ³⁾	Total en amont
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
Activités d'exploitation	785	—	—	(149)	5	(11)	630
Prix nets opérationnels	1 925	—	—	—	40	(30)	1 935
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	230	—	—	—	—	—	230
Marge d'exploitation	1 695	—	—	—	40	(30)	1 705

- 1) 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
Activités d'exploitation	687	—	—	15			702
Prix nets opérationnels	3 098	—	—	(32)			3 066
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	867	—	—	—			867
Marge d'exploitation	2 231	—	—	(32)			2 199

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
Activités d'exploitation	2 437	—	—	14			2 451
Prix nets opérationnels	7 134	—	—	17			7 151
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	786	—	—	—			786
Marge d'exploitation	6 348	—	—	17			6 365

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⁾	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ¹⁾	
Chiffre d'affaires brut	3 841	2 201	537	138	6 717				6 717
Redevances	734	—	—	—	734				734
Marchandises achetées	—	—	537	119	656				656
Transport et fluidification	376	2 201	—	—	2 577				2 577
Activités d'exploitation	653	—	—	5	658				658
Prix nets opérationnels	2 078	—	—	14	2 092				2 092
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	202	—	—	—	202				202
Marge d'exploitation	1 876	—	—	14	1 890				1 890

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

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⁾	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ¹⁾	
Chiffre d'affaires brut	2 669	1 540	643	66	4 918				4 918
Redevances	324	—	—	—	324				324
Marchandises achetées	—	—	643	46	689				689
Transport et fluidification	407	1 540	—	3	1 950				1 950
Activités d'exploitation	580	—	—	5	585				585
Prix nets opérationnels	1 358	—	—	12	1 370				1 370
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	229	—	—	—	229				229
Marge d'exploitation	1 129	—	—	12	1 141				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. Pour un complément d'information, se reporter aux états financiers consolidés intermédiaires des périodes closes le 30 juin 2022.

Le tableau suivant présente le rapprochement des montants présentés antérieurement aux états consolidés intermédiaires des résultats 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 les achats auprès de tiers aux fins des 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)	Période de neuf mois close le 30 septembre 2021			Exercice clos le 31 décembre 2021		
	Montant publié	Révision	Montant révisé	Montant publié	Révision	Montant révisé
Secteur Sables bitumineux						
Chiffre d'affaires brut	15 904	206	16 110	22 827	—	22 827
Marchandises achetées ^{1), 2)}	2 114	(366)	1 748	3 188	(784)	2 404
Transport et fluidification	5 476	572	6 048	7 841	784	8 625
Secteur Activités non sectorielles et éliminations						
Marchandises achetées	(3 327)	437	(2 890)	(4 888)	629	(4 259)
Transport et fluidification	(39)	(437)	(476)	(47)	(629)	(676)
Chiffres consolidés						
Chiffre d'affaires brut	34 064	206	34 270	48 811	—	48 811
Marchandises achetées	16 078	71	16 149	23 481	(155)	23 326
Transport et fluidification	5 504	135	5 639	7 883	155	8 038

- 1) Les révisions comprennent des montants de 206 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 et de néant pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 ayant trait aux ajustements pour les swaps sur les produits et les achats auprès de tiers aux fins des activités de fluidification et d'optimisation.
- 2) Les révisions comprennent des montants de 572 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 et de 784 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 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.