



Cenovus Energy Inc.

Rapport de gestion (non audité)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022

(en dollars canadiens)

RAPPORT DE GESTION

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022

APERÇU DE CENOVUS	3
REVUE DE L'EXERCICE	5
RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS	8
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	14
PERSPECTIVES	17
SECTEURS À PRÉSENTER	19
SECTEURS EN AMONT	19
SABLES BITUMINEUX	19
HYDROCARBURES CLASSIQUES	23
PRODUCTION EXTRACÔTIÈRE	25
SECTEURS EN AVAL	28
FABRICATION AU CANADA	28
FABRICATION AUX ÉTATS-UNIS	30
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	32
RÉSULTATS TRIMESTRIELS	35
RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ	37
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	38
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE	44
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	66
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE	69
MISE EN GARDE	69
ABRÉVIATIONS ET DÉFINITIONS	72
MESURES FINANCIÈRES DÉTERMINÉES	73
AJUSTEMENTS AUX ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS ET AUX INFORMATIONS SECTORIELLES	86

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 15 février 2023, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2022 et les notes annexes (les « états financiers consolidés »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 15 février 2023, sauf indication contraire. Le présent rapport de gestion contient de l'information prospective concernant nos prévisions, estimations, projections et hypothèses actuelles. Pour se renseigner sur les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon significative de cette information prospective ainsi que sur les principales hypothèses sous-jacentes à celle-ci, lire la rubrique « Mise en garde ». La direction de Cenovus (la « direction ») a préparé ce rapport de gestion. Le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») a examiné le rapport de gestion et en a recommandé l'approbation au conseil le 15 février 2023. Des renseignements supplémentaires sur Cenovus, notamment ses rapports trimestriels et annuels, sa notice annuelle et le formulaire 40-F qui la concerne, peuvent être consultés sur SEDAR, à l'adresse sedar.com, sur EDGAR, à l'adresse sec.gov et sur le site Web de la société, à l'adresse cenovus.com. L'information sur notre site Web ou qui y est reliée, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie du rapport de gestion.

Mode de présentation

Le présent rapport de gestion et les états financiers consolidés, ainsi que l'information 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 en 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 en 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, raffinage, 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.

Notre stratégie

Notre stratégie vise à maximiser la valeur pour les actionnaires au moyen de structures de coûts concurrentielles et de l'optimisation des marges tout en offrant un rendement de premier ordre sur le plan de la sécurité et un leadership en matière de durabilité. La société vise en priorité les fonds provenant de l'exploitation disponibles pendant tous les cycles de prix qui permettent de gérer son bilan, d'augmenter le rendement pour les actionnaires grâce à la croissance des dividendes et au rachat d'actions, de réinvestir dans l'entreprise et d'assurer la diversification.

Le 6 décembre 2022, nous avons présenté un budget pour 2023 qui mise sur une répartition disciplinée du capital, des programmes d'investissement visant à faire progresser les occasions au sein de notre portefeuille intégré, le contrôle des coûts et le positionnement de la société de manière à ce qu'elle soit en bonne posture pour générer une croissance continue et des rendements pour les actionnaires. Nos objectifs de 2023, datés du 5 décembre 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.

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 du prix des marchandises est un élément fondamental de la structure de répartition des capitaux de Cenovus. En 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 l'amélioration de 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 affecter 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 pour le trimestre s'entend des fonds provenant de l'exploitation disponibles¹⁾ :

- diminués des dividendes de base versés sur les actions ordinaires;
- diminués des dividendes versés sur les actions privilégiées;
- diminués des autres affectations des liquidités, y compris le règlement de passifs relatifs au démantèlement et le remboursement du capital des contrats de location;
- 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 du prix des marchandises.

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 est versé sous forme de dividende variable au cours du trimestre visé, dans la mesure où ce solde est supérieur à 50 M\$. Lorsque la valeur des rachats d'actions pour un trimestre donné est supérieure ou égale à la valeur des rendements attendus, aucun dividende variable ne sera versé pour le trimestre visé.

1) Voir la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » pour le calcul des fonds provenant de l'exploitation disponibles.

Le 30 septembre 2022, notre dette à long terme se chiffrait à 8,8 G\$ et notre dette nette s'établissait à 5,3 G\$. Par conséquent, notre cible de rendement pour les actionnaires pour le trimestre clos le 31 décembre 2022 correspondait à 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles de ce trimestre. Au cours du trimestre clos le 31 décembre 2022, nous avons généré des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation de 3,0 G\$, un excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles de 786 M\$ et remis 387 M\$ à nos actionnaires au moyen de rachats d'actions. Comme la valeur des rendements pour les actionnaires par le truchement du rachat d'actions donnait lieu à un solde inférieur à 50 M\$, aucun dividende variable n'a été déclaré pour le trimestre.

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2022
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles ¹⁾	786
Rendement cible ²⁾	393
Déduire : Redevances rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités (« offre publique »)	(387)
Montant disponible aux fins de la déclaration d'un dividende variable	6
1) <i>Mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.</i>	
2) <i>D'après notre structure de répartition des capitaux, puisque notre dette nette au 30 septembre 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 31 décembre 2022.</i>	

Le 31 décembre 2022, notre dette nette était de 4,3 G\$ et, par conséquent, nous prévoyons que notre rendement pour les actionnaires pour le trimestre clos le 31 mars 2023 sera de 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles du premier trimestre.

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 actifs 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. De plus, Cenovus est propriétaire-exploitant du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim et de deux usines d'éthanol. Les activités liées aux carburants commerciaux de la société au Canada sont également comprises dans ce secteur. Cenovus commercialise sa production et les volumes de marchandises de tiers de manière à utiliser son réseau intégré d'actifs pour maximiser la valeur.
- **Fabrication aux États-Unis**, qui comprend les activités de raffinage du pétrole brut nécessaires à la production d'essence, de diesel, de carburéacteur, d'asphalte et d'autres produits à la raffinerie de Lima et à la raffinerie de Superior entièrement détenues, aux raffineries de Wood River et de Borger (détenues conjointement avec l'exploitant Phillips 66) et à la raffinerie de Toledo (détenue conjointement avec l'exploitant BP Products North America Inc. (« BP »)). Cenovus commercialise également certains de ses propres volumes de produits pétroliers raffinés et ceux de tiers, dont l'essence, le diesel et le carburéacteur.

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 du secteur Fabrication au Canada et vendus au secteur Sables bitumineux ainsi que les produits latents sur les stocks. Les éliminations sont constatées en fonction des prix du marché courants.

En septembre 2022, la Société s'est départie de la majorité de son réseau de points de vente de carburant au détail. Par conséquent, la direction a décidé d'intégrer les activités liées aux carburants commerciaux restantes et les activités liées aux points de vente de carburant antérieures au secteur Fabrication au Canada. Les activités de commercialisation du secteur Fabrication au Canada comportent des produits et services, une clientèle et des méthodes de distribution semblables à celles des activités liées aux carburants commerciaux et sont exécutées dans le même contexte réglementaire. Les activités liées aux carburants commerciaux comprennent des établissements à carte-accès, des services de livraison de carburant en vrac et des relais routiers partout au Canada. Les résultats des périodes comparatives sont présentés de nouveau pour tenir compte de ce changement.

REVUE DE L'EXERCICE

En 2022, nous avons continué de miser sur la santé et la sécurité et de favoriser des structures de coûts concurrentielles. Le prix élevé des marchandises, tant pour nos activités en amont qu'en aval, jumelé à un solide rendement opérationnel de nos actifs en amont et au bon rendement de nos actifs en aval nous ont permis de générer de bons résultats financiers et de réduire considérablement le total de notre dette. Nous avons optimisé notre portefeuille d'actifs grâce à la clôture de l'acquisition de Sunrise et avons annoncé l'acquisition de Toledo, ce qui nous permettra d'assumer une pleine participation dans ces deux actifs et leur entière exploitation. De plus, nous avons terminé la restructuration de nos actifs dans la région de l'Atlantique et avons conclu une entente avec nos partenaires prévoyant le redémarrage du projet West White Rose. Nous avons également vendu nos actifs de Tucker et de Wembley ainsi que nos actifs liés à la vente au détail. Ces transactions nous ont permis de rehausser la présence de Cenovus dans le secteur des sables bitumineux et nous permettront d'optimiser davantage nos marges grâce à l'intégration physique accrue de nos actifs en amont et en aval. Enfin, nous avons rehaussé notre proposition de valeur pour les actionnaires au moyen d'une structure de rendement pour les actionnaires et de répartition des capitaux révisée. Cette nouvelle structure nous permettra de remettre aux actionnaires une valeur supplémentaire par le truchement de rachats d'actions ou du versement de dividendes variables.

Aperçu des résultats trimestriels

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2022	Variation (%)	2021	Variation (%)	2020
Volumes de production en amont par secteur¹⁾ (kbep/j)	786,2	(1)	791,5	68	471,7
Fabrication en aval – production de pétrole brut²⁾ (kb/j)	493,7	(3)	508,0	173	185,9
Produits des activités ordinaires³⁾	66 897	44	46 357	242	13 543
Marge d'exploitation⁴⁾	14 263	52	9 373	918	921
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	11 403	93	5 919	2 068	273
Fonds provenant de l'exploitation ajustés⁴⁾	10 978	51	7 248	6 095	117
Par action – de base ⁴⁾ (\$)	5,63	57	3,59	3 490	0,10
Par action – dilué ⁴⁾ (\$)	5,47	55	3,54	3 440	0,10
Dépenses d'investissement	3 708	45	2 563	205	841
Fonds provenant de l'exploitation disponibles⁴⁾	7 270	55	4 685	s. o.	(724)
Résultat net⁵⁾	6 450	999	587	s. o.	(2 379)
Par action – de base (\$)	3,29	1 119	0,27	s. o.	(1,94)
Par action – dilué (\$)	3,20	1 085	0,27	s. o.	(1,94)

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 la période comparative ont été rajustés afin de mieux rendre compte des frais de fluidification. Se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.

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

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

Aperçu des résultats trimestriels

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2022	Variation (%)	2021	Variation (%)	2020
Total de l'actif	55 869	3	54 104	65	32 770
Total des passifs à long terme	20 259	(13)	23 191	69	13 704
Dettes à long terme, y compris la partie courante	8 691	(30)	12 385	66	7 441
Dettes nettes	4 282	(55)	9 591	34	7 184
Rendement en numéraire pour les actionnaires					
Actions ordinaires – dividendes de base	682	288	176	129	77
Dividendes de base par action ordinaire (\$)	0,350	298	0,088	40	0,063
Actions ordinaires – dividendes variables	219	s. o.	—	—	—
Dividendes variables par action ordinaire (\$)	0,114	s. o.	—	—	—
Achat d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique	2 530	855	265	s. o.	—
Dividendes sur actions privilégiées	26	(24)	34	s. o.	—

En 2022, nous avons réalisé notre stratégie au moyen de cinq principaux objectifs stratégiques :

Performance de premier ordre sur le plan de la sécurité et leadership en matière de durabilité

Notre capacité de fonctionnement repose sur la sécurité de notre personnel et des collectivités et sur l'intégrité de nos actifs. Nous avons déterminé que la sécurité et l'intégrité des actifs ainsi que la gouvernance d'entreprise sont essentielles pour nos activités et constituent le pilier de notre exploitation sous tous ses angles. Nous favorisons une culture de la sécurité dans tous les aspects de notre entreprise et, dans ce sens, nous nous basons en tout temps sur une diversité de programmes. En 2022, nous avons :

- assuré le fonctionnement sûr et fiable de nos actifs exploités;
- achevé les activités de révision planifiées à l'usine de valorisation de Lloydminster et à la raffinerie de Lloydminster en exploitation dans le cadre de nos activités en aval. Nous avons également achevé les activités de révision planifiées à Christina Lake dans le cadre de nos activités en amont au cours du deuxième trimestre;
- achevé les activités de révision planifiées aux raffineries non exploitées de Toledo, de Wood River et de Berger dans le cadre de nos activités en aval;
- continué de favoriser l'atteinte de nos cibles dans chacun de nos cinq domaines d'intervention relatifs aux facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (« ESG »); des renseignements supplémentaires sur les efforts et le rendement de la direction pour les facteurs ESG, y compris nos cibles ESG et les mesures que nous prenons pour les atteindre, sont disponibles dans le rapport ESG 2021 de Cenovus à l'adresse cenovus.com;
- joué un rôle actif pour collaborer à l'échelle de notre secteur d'activité, notamment dans le cadre de l'Alliance nouvelles voies.

Nous continuons de travailler avec nos partenaires dans nos actifs en aval non exploités dans le but d'améliorer leur sécurité.

Structures de coûts concurrentielles et optimisation des marges

En 2022, nous avons :

- ciblé 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 de réduire les coûts des condensats liés au transport du pétrole lourd;
- amélioré les efficacités à l'échelle de Cenovus afin de réduire les coûts marginaux du capital, les charges d'exploitation ainsi que les frais généraux et frais d'administration.

Maintenir le niveau d'endettement et le réduire davantage

En 2022, nous avons généré des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation de 11,4 G\$ et des fonds provenant de l'exploitation disponibles de 7,3 G\$, ce qui nous a permis de réduire le total de notre dette de façon considérable.

- Au 31 décembre 2022, notre dette à long terme, y compris la partie courante, se chiffrait à 8,7 G\$ (12,4 G\$ au 31 décembre 2021) et notre dette nette s'établissait à 4,3 G\$ (9,6 G\$ au 31 décembre 2021).
- Nous avons allégé notre bilan en rachetant des billets d'un capital de 2,6 G\$ échéant entre 2023 et 2043 et des billets d'un capital de 750 M\$ échéant en 2025.
- Notre ratio dette nette/BAIIA ajusté s'établissait à 0,3 x et notre ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés s'établissait à 0,4 x au 31 décembre 2022.

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.

En 2022, nous avons généré des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation de 11,4 G\$ et des fonds provenant de l'exploitation disponibles de 7,3 G\$, essentiellement en raison du prix élevé des marchandises jumelé au solide rendement opérationnel de nos secteurs en amont. Le WTI s'est établi en moyenne à 94 \$ US le baril en 2022, soit la moyenne annuelle la plus élevée depuis 2013 et une augmentation d'environ 40 % par rapport à 2021. Les marges de craquage en Amérique du Nord ont également atteint des sommets historiques au cours de l'exercice.

En 2022, nous avons continué d'optimiser notre portefeuille d'actifs de premier ordre et de faire croître les fonds provenant de l'exploitation disponibles.

Dans le cadre de nos activités en amont :

- nous avons vendu notre actif de Tucker et nos actifs de Wembley pour un produit net totalisant 951 M\$;
- nous avons conclu avec nos partenaires une entente prévoyant le redémarrage du projet West White Rose dans la région de l'Atlantique, au large de Terre-Neuve-et-Labrador. D'importantes activités de construction devraient reprendre au premier trimestre de 2023;
- nous avons conclu l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans Sunrise (l'« acquisition de Sunrise ») auprès de BP Canada Energy Group ULC (« BP Canada ») en contrepartie d'un produit net de 394 M\$, 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 au large de Terre-Neuve-et-Labrador;
- la production de pétrole a commencé à notre usine thermique de Spruce Lake North au troisième trimestre de 2022;
- en Indonésie, nous avons réalisé la première production de gaz aux champs MBH et MDA au quatrième trimestre de 2022;
- nous avons reçu en décembre 2022 l'approbation réglementaire nous permettant de valoriser l'actif Ipiatik dans la région de Foster Creek.

Dans le cadre de nos activités en aval :

- nous avons annoncé une entente visant l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans la raffinerie de Toledo auprès de BP (l'« acquisition de Toledo »). La clôture de cette transaction devrait avoir lieu à la fin de février 2023;
- 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\$.

De plus, nous avons vendu notre participation dans Headwater Exploration Inc. pour un produit de 110 M\$.

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. En 2022 :

- nous avons renouvelé notre offre publique venue à échéance le 8 novembre 2022. Dans le cadre de notre nouvelle offre publique (« offre publique de 2023 »), nous sommes autorisés à racheter jusqu'à 136,7 millions d'actions ordinaires de la société entre le 9 novembre 2022 et le 8 novembre 2023;
- dans le cadre de notre offre publique de 2022, nous avons racheté et annulé 112 millions d'actions ordinaires d'une valeur de 2,5 G\$;
- nous avons remis 901 M\$ aux détenteurs d'actions ordinaires par le truchement d'un dividende de base de 0,350 \$ par action ordinaire et d'un dividende variable de 0,114 \$ par action ordinaire.

Nous avons déclaré des dividendes pour le premier trimestre de 2023 :

- le 15 février 2023, le conseil d'administration de la société a déclaré un dividende de base au premier trimestre de 0,105 \$ par action ordinaire payable le 31 mars 2023 aux détenteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 mars 2023;
- le 15 février 2023, le conseil d'administration de la société a déclaré des dividendes au premier trimestre au titre des actions privilégiées de Cenovus d'un montant de 9 M\$ payables le 31 mars 2023 aux détenteurs d'actions privilégiées inscrits le 15 mars 2023.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats d'exploitation – Secteurs en amont

	2022	Variation (%)	2021	Variation (%)	2020
Volumes de production en amont par secteur¹⁾ (kbep/j)					
Sables bitumineux	588,7	1	583,6	53	381,7
Hydrocarbures classiques	127,2	(5)	133,6	49	89,9
Production extracôtière	70,3	(6)	74,4	s. o.	—
Total – volumes de production	786,2	(1)	791,5	68	471,7
Volumes de production en amont par produit					
Bitume (kb/j)	570,3	2	561,3	47	381,7
Pétrole brut lourd (kb/j)	16,3	(19)	20,2	648	2,7
Pétrole brut léger (kb/j)	19,1	(15)	22,5	400	4,5
LGN (kb/j)	36,2	(5)	38,3	96	19,5
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	866,1	(3)	895,5	136	379,0
Total – volumes de production (kbep/j)	786,2	(1)	791,5	68	471,7
Total – volumes de vente en amont²⁾ (bep/j)	696,4	(1)	700,8	67	420,5
Prix net opérationnel^{3),4)} (\$/bep)	53,21	44	37,04	267	10,09
Réserves de pétrole et de gaz (Mbep)					
Réserves prouvées totales	6 082	—	6 077	21	5 030
Réserves probables	2 787	27	2 201	33	1 656
Total – réserves prouvées et probables	8 869	7	8 278	24	6 686

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 exclut les volumes de gaz naturel servant à la consommation interne du secteur Sables bitumineux, soit 520 Mpi³/j pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 (517 Mpi³/j pour l'exercice clos le 31 décembre 2021).

3) Les produits tirés des activités ordinaires en amont, tels qu'ils figurent à la note 1 des états financiers consolidés, se sont établis à 36,3 G\$/ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 (25,4 G\$/ pour l'exercice clos le 31 décembre 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.

En 2022, la production totale de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel a été stable par rapport à celle de 2021. Les facteurs ci-dessous ont contribué à l'augmentation de la production en 2022 par rapport à celle de 2021 :

- la mise en service de nouveaux puits à Foster Creek et à Christina Lake en 2022 et au cours du deuxième semestre de 2021;
- l'acquisition de Sunrise le 31 août 2022;
- l'entrée en production de l'usine thermique de Spruce Lake North au troisième trimestre de 2022;
- des activités de révision et des interruptions de service planifiées à Foster Creek ayant eu lieu au deuxième trimestre de 2021;
- la première production de gaz aux champs MBH et MDA en Indonésie au quatrième trimestre de 2022.

Les facteurs ci-dessous ont contribué à la diminution de la production en 2022 par rapport à celle de 2021 :

- la vente de l'actif de Tucker s'étant clôturée le 31 janvier 2022;
- des activités de maintenance planifiées et des interruptions non planifiées à Foster Creek au troisième trimestre de 2022;
- des activités de révision planifiées à Christina Lake au deuxième trimestre de 2022;
- la vente de l'actif de Wembley le 28 février 2022 et la sortie des actifs d'East Clearwater et de Kaybob au deuxième semestre de 2021;
- dans le cadre de la décision de redémarrer le projet West White Rose, nous avons transféré une participation directe de 12,5 % dans le champ White Rose et ses extensions satellites à notre partenaire le 31 mai 2022.

Réserves de pétrole et de gaz

Au 31 décembre 2022, d'après les rapports préparés par des évaluateurs de réserves indépendants agréés (« ERIA »), nos réserves prouvées et nos réserves prouvées et probables totalisaient respectivement environ 6,1 milliards de bep et 8,9 milliards de bep. Le total des réserves prouvées est resté stable par rapport à celui de 2021, tandis que celui des réserves prouvées et probables a augmenté de 7 % par rapport à celui de 2021.

Pour de plus amples renseignements sur nos réserves, se reporter à la section « Réserves de pétrole et de gaz » du présent rapport de gestion.

Sommaire des résultats d'exploitation – Secteurs en aval

	2022	Variation (%)	2021	Variation (%)	2020
Fabrication en aval – production de pétrole brut²⁾ (kb/j)					
Fabrication au Canada	92,9	(13)	106,5	s. o.	—
Fabrication aux États-Unis	400,8	—	401,5	116	185,9
Total de la production	493,7	(3)	508,0	173	185,9
Ventes de carburant¹⁾ (millions de litres/j)	6,2	(10)	6,9	s. o.	—

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 des 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 diminué de 13,6 milliers de barils par jour en 2022 par rapport à 2021. Nous avons réalisé des activités de révision planifiées à l'usine de valorisation de Lloydminster et à la raffinerie de Lloydminster au deuxième trimestre de 2022. De plus, plusieurs interruptions temporaires non planifiées ont eu lieu à l'usine de valorisation de Lloydminster en 2022. En 2021, l'usine de valorisation de Lloydminster et la raffinerie de Lloydminster avaient fonctionné à leur capacité maximale ou presque tout au long de l'exercice.

Dans le secteur Fabrication aux États-Unis, la production est restée relativement stable en 2022 comparativement à celle de 2021.

- Des difficultés opérationnelles imprévues ont eu lieu à la raffinerie de Lima au premier trimestre de 2022 à la suite des activités de révision ayant eu lieu au quatrième trimestre de 2021. La raffinerie a donné un bon rendement durant le reste de l'exercice, atteignant un taux d'utilisation du pétrole brut de 90 % en 2022.
- À la raffinerie de Toledo, nous avons réalisé d'importantes activités de révision planifiées entre le mois d'avril et le début du mois d'août 2022. À la suite d'un incident survenu à la raffinerie le 20 septembre 2022, celle-ci demeure fermée dans un état sécuritaire.
- Nous avons réalisé deux activités de révision planifiées à la raffinerie de Wood River aux deuxième et quatrième trimestres de 2022. Les activités de révision du deuxième trimestre 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 mois de décembre, un incident est survenu à la raffinerie de Wood River ayant causé des dommages à l'une des unités et la réduction de la production.
- Nous avons réalisé une activité de révision planifiée à la raffinerie de Borger aux premier et deuxième trimestres de 2022. De plus, des interruptions opérationnelles non planifiées ont eu lieu à la raffinerie au quatrième trimestre de 2022.
- Nous avons commencé les activités de redémarrage de la raffinerie de Superior en décembre 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.

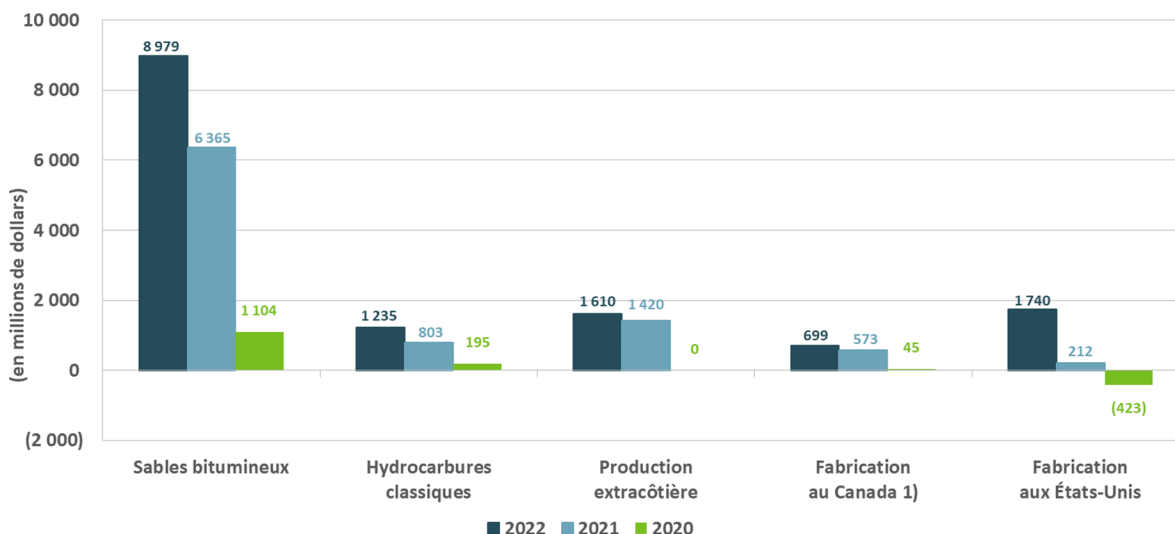
(en millions de dollars)	2022	2021 ¹⁾²⁾	2020
Chiffre d'affaires brut	79 229	54 102	14 523
Déduire : Redevances	4 868	2 454	371
Produits des activités ordinaires	74 361	51 648	14 152
Charges			
Marchandises achetées	39 334	27 170	5 959
Transport et fluidification	12 194	8 714	4 764
Charges d'exploitation	6 839	5 499	2 261
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	1 731	892	247
Marge d'exploitation	14 263	9 373	921

1) Les résultats de la période comparative ont été rajustés afin de mieux rendre compte des frais de fluidification. Se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.

2) Les résultats de la période antérieure ont fait l'objet d'une nouvelle présentation. En septembre 2022, la société s'est départie de la majorité de ses points de vente de carburant au détail. Les résultats du secteur Vente ont été combinés à ceux du secteur Fabrication au Canada. Se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information. La marge d'exploitation totale est demeurée inchangée.

Marge d'exploitation par secteur

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022



1) Les résultats de la période antérieure ont fait l'objet d'une nouvelle présentation. En septembre 2022, la société s'est départie de la majorité de ses points de vente de carburant au détail. Les résultats du secteur Vente ont été combinés à ceux du secteur Fabrication au Canada. Se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.

La marge d'exploitation a augmenté en 2022, essentiellement en raison de la hausse des prix de vente moyens réalisés, ce qui a donné lieu à une hausse des prix de référence. De plus, les marges de raffinage réalisées de nos activités en aval ont presque doublé en raison de la hausse marquée des marges de craquage sur le marché par rapport à 2021.

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

- une augmentation des frais de fluidification en raison de la hausse du prix des condensats;
- une hausse des redevances et des coûts du carburant pour nos activités en amont, en raison des prix des marchandises nettement plus élevés;
- l'accroissement des pertes liées à la gestion des risques réalisées imputable à l'écart entre les prix de référence au règlement et les prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques en 2022. Au deuxième trimestre de 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;
- des activités de révision planifiées et des interruptions non planifiées des activités en aval en 2022, ce qui s'est répercuté sur les volumes de vente et les charges d'exploitation;
- pour notre marge réalisée, la hausse du coût des numéros d'identification renouvelables (« NIR ») a eu une incidence sur notre secteur Fabrication aux États-Unis;
- une hausse des frais de transport attribuable à l'augmentation des tarifs jumelée à une hausse des volumes de vente à Foster Creek, à Christina Lake et à Sunrise;
- des charges d'exploitation plus élevées à la raffinerie de Superior, les coûts étant plus élevés qu'en 2021, alors que nous nous préparons au redémarrage;
- une hausse des coûts de l'électricité et des produits chimiques pour nos activités en amont.

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)	2022	2021	2020
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	11 403	5 919	273
(Ajouter) déduire :			
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(150)	(102)	(42)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	575	(1 227)	198
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	10 978	7 248	117

Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont été supérieurs en 2022 en raison des facteurs suivants :

- la hausse de la marge d'exploitation susmentionnée;
- la baisse des charges financières de 262 M\$ en 2022, par rapport à 2021, attribuable essentiellement aux remboursements sur la dette à long terme en 2021 et 2022;
- une baisse de 243 M\$ des coûts d'intégration et de transaction en 2022 par rapport à 2021, l'intégration de Cenovus et de Husky étant pratiquement achevée.

Cette hausse a été annulée en partie par l'augmentation de l'impôt sur le résultat en trésorerie et des paiements conditionnels trimestriels en 2022.

Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont également augmenté, la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement ayant augmenté de 1,8 G\$ comparativement à 2021. Cette hausse est attribuable à une augmentation de l'impôt sur le résultat à payer et à une diminution des créances clients, ces facteurs étant contrebalancés par une augmentation des stocks au 31 décembre 2022 comparativement au 31 décembre 2021.

Résultat net

(en millions de dollars)

	2022 c. 2021	2021 c. 2020
Résultat net de l'exercice comparatif	587	(2 379)
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Marge d'exploitation	4 890	8 452
Activités non sectorielles et éliminations		
Frais généraux et frais d'administration	(16)	(557)
Charges financières	262	(546)
Coûts d'intégration et de transaction	243	(320)
Profit (perte) de change latent	(677)	181
Profits de réévaluation	549	—
Réévaluation des paiements conditionnels	413	(655)
Profit (perte) à la sortie d'actifs	40	148
Autres profits (pertes), montant net	223	349
Autres ¹⁾	308	(194)
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques	57	36
Amortissement et épuisement	1 207	(2 422)
Coûts de prospection	(83)	73
Produit (charge) d'impôt sur le résultat	(1 553)	(1 579)
Résultat net de l'exercice	6 450	587

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.*

Le résultat net a connu une nette amélioration comparativement à celui de la période correspondante de 2021 en raison des facteurs suivants :

- la hausse de la marge d'exploitation susmentionnée;
- les charges de dépréciation nettes de 266 M\$ comptabilisées au quatrième trimestre de 2022, comparativement à des charges de dépréciation nettes de 1,6 G\$ comptabilisées au quatrième trimestre de 2021;
- 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 162 M\$ par rapport à 575 M\$ en 2021, le dernier paiement lié à la participation dans FCCL Partnership ayant été versé en juillet 2022. Les réévaluations liées à l'acquisition de Sunrise ont commencé au troisième trimestre de 2022;
- des charges financières de 820 M\$, comparativement à 1,1 G\$ en 2021, découlant surtout de la baisse du solde moyen de la dette à long terme en 2022;
- des coûts d'intégration et de transaction de 106 M\$, comparativement à 349 M\$ en 2021;
- l'accroissement des autres produits en raison du produit d'assurance lié à la raffinerie de Superior;
- un profit de change réalisé de 22 M\$ en 2022, comparativement à une perte de change réalisée de 138 M\$ en 2021, le profit réalisé en 2022 relativement au fond de roulement ayant été annulé en partie par les pertes liées au remboursement sur la dette.

La hausse du résultat net de 2022 a été annulée en partie par les facteurs suivants :

- la hausse de la charge d'impôt sur le résultat;
- les pertes de change latentes, le dollar canadien s'étant déprécié par rapport au dollar américain au 31 décembre 2022.

Dettes nettes

(en millions de dollars)	31 décembre 2022	31 décembre 2021
Emprunts à court terme	115	79
Partie courante de la dette à long terme	—	—
Dette à long terme	8 691	12 385
Dette totale	8 806	12 464
Déduire : Trésorerie et équivalents de trésorerie	(4 524)	(2 873)
Dette nette	4 282	9 591

Depuis le 31 décembre 2021, la dette à long terme a diminué de 3,7 G\$ et la dette nette a été réduite de 5,3 G\$. En 2022, nous avons racheté des billets d'un capital 2,6 G\$ US échéant entre 2023 et 2043 et payé une prime au remboursement de 41 M\$ US, collectivement. De plus, nous avons versé un montant de 750 M\$ pour racheter, au pair, la totalité de nos billets non garantis 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 au 31 décembre 2022, ce qui s'est répercuté sur notre dette libellée en dollars américains.

Dépenses d'investissement¹⁾

(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Secteurs en amont			
Sables bitumineux	1 792	1 019	427
Hydrocarbures classiques	344	222	78
Production extracôtière	310	175	—
Total en amont	2 446	1 416	505
Secteurs en aval			
Fabrication au Canada ²⁾ (kb/jj)	117	68	33
Fabrication aux États-Unis	1 059	995	243
Total en aval	1 176	1 063	276
Activités non sectorielles et éliminations	86	84	60
Total des dépenses d'investissement	3 708	2 563	841

1) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles et aux actifs de prospection et d'évaluation ainsi que les intérêts incorporés. Exclut les coûts engagés relativement à notre participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence en Indonésie.

2) Les résultats de la période antérieure ont fait l'objet d'une nouvelle présentation. En septembre 2022, la société s'est départie de la majorité de ses points de vente de carburant au détail. Les résultats du secteur Vente ont été combinés à ceux du secteur Fabrication au Canada. Se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.

Durant l'exercice 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 en 2022 ont été essentiellement consacrées aux activités de forage, aux activités d'achèvement et de raccordement ainsi qu'aux projets d'infrastructures en vue de leur mise en valeur pendant plusieurs années.

Durant l'exercice 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 de l'exercice 2022 ont visé principalement la reconstruction de la raffinerie de Superior, des programmes de fiabilité aux raffineries de Wood River, de Borger et de Toledo et des projets d'optimisation du rendement à la raffinerie de Wood River.

Activités de forage

	Nombre net de puits d'exploration stratigraphique et puits d'observation			Nombre net de puits productifs ¹⁾		
	2022	2021	2020	2022	2021	2020
Foster Creek ²⁾	68	32	38	29	6	—
Christina Lake ³⁾	—	25	117	31	18	—
Sunrise	15	—	—	10	2	—
Production par méthode thermique à Lloydminster	98	115	—	33	46	—
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	8	15	—	11	3	—
Tucker ⁴⁾	6	—	—	—	—	—
	195	187	155	114	75	—

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

2) Comprend Ipiatik.

3) Comprend Narrows Lake.

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

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)	2022			2021			2020		
	Forés	Achevés	Raccordés	Forés	Achevés	Raccordés	Forés	Achevés	Raccordés
Hydrocarbures classiques	31	35	36	27	19	18	6	1	3

Dans le secteur Production extracôtière, nous avons foré et achevé neuf puits de mise en valeur (3,6 puits nets) planifiés dans les champs MBH, MDA et MAC en Indonésie au cours de l'exercice 2022 (un puits de prospection foré en Chine en 2021). Nous avons réalisé la première production de gaz aux champs MBH et MDA au quatrième trimestre de 2022.

Dépenses d'investissement futures

Les dépenses d'investissement futures sont une mesure financière déterminée. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion. Nos objectifs de 2023, datés du 5 décembre 2022, peuvent être consultés sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

Le tableau qui suit présente les prévisions pour 2023 :

	Dépenses d'investissement (en millions de dollars)	Production (kbep/j)	Production de pétrole brut (kb/j)
Secteurs en amont			
Sables bitumineux	2 200 – 2 400	582 – 642	
Hydrocarbures classiques	350 – 450	125 – 140	
Production extracôtière	600 – 700	65 – 78	
Secteurs en aval	800 – 900		610 – 660
Activités non sectorielles et éliminations	40 – 50		

Les dépenses d'investissement totales prévues pour 2023 se situent entre 4,0 G\$ et 4,5 G\$. Elles comprennent des investissements de maintien d'environ 2,8 G\$ et des investissements de croissance et d'optimisation se situant entre 1,2 G\$ et 1,7 G\$.

Les investissements de maintien se composent essentiellement des éléments suivants :

- le maintien de la production du secteur Sables bitumineux;
- les programmes de sécurité et de fiabilité du secteur Fabrication au Canada;
- les préparatifs en vue de la remise en service de la raffinerie de Superior;
- la compensation des baisses naturelles et l'optimisation des infrastructures de traitement du gaz du secteur Hydrocarbures classiques.

Les investissements de croissance et d'optimisation, notamment les programmes visant les activités en aval, permettront d'atténuer davantage l'exposition de la société aux écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd. Les investissements de croissance et d'optimisation se composent essentiellement des éléments suivants :

- la construction du projet West White Rose et l'achèvement du projet de prolongement de la durée d'utilité de Terra Nova;
- l'avancement du raccordement de Narrows Lake à Christina Lake;
- l'optimisation continue des actifs de Foster Creek et de production par méthode thermique de Lloydminster;
- l'application du modèle d'exploitation de Cenovus à Sunrise;
- les occasions d'expansion des marges et de désengorgement pour nos actifs en aval, ce que comprend le remplacement des charges d'alimentation à la raffinerie de Lloydminster dans le cadre du projet Rewire Alberta de la société;
- l'augmentation de la capacité de transformation du pétrole brut lourd et de production de distillat aux raffineries de Wood River et de Borger.

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 de Cenovus, se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion et aux notes annexes aux états financiers consolidés.

PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS

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

Principaux prix de référence et taux de change¹⁾

(prix moyen en \$ US/b, sauf indication contraire)	2022	Variation (%)	2021	2020	T4 2022	T4 2021
Brent daté	101,19	43	70,73	41,67	88,71	79,73
WTI	94,23	39	67,91	39,40	82,65	77,19
Écart Brent daté-WTI	6,96	147	2,82	2,27	6,06	2,54
WCS à Hardisty	76,01	39	54,87	26,80	56,99	62,55
Écart WTI/WCS	18,22	40	13,04	12,60	25,66	14,64
WCS (\$ CA/b)	98,51	43	68,73	35,59	77,42	78,71
WCS à Nederland	85,77	34	64,09	35,86	67,65	71,62
Écart WTI/WCS à Nederland	8,46	121	3,82	3,54	15,00	5,57
Condensats (C5 à Edmonton)	93,78	38	68,20	37,16	83,40	79,13
Écart WTI/condensats (positif) négatif	0,45	s. o.	(0,29)	2,24	(0,75)	(1,94)
Écart WCS/condensats (positif) négatif	(17,77)	(33)	(13,33)	(10,36)	(26,41)	(16,58)
Moyenne (\$ CA/b)	121,78	42	85,47	49,44	113,25	99,64
Pétrole synthétique à Edmonton	98,66	49	66,28	36,25	86,79	75,40
Écart WTI-pétrole synthétique (positif) négatif	(4,43)	s. o.	1,63	3,15	(4,14)	1,79
Prix des produits raffinés						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	120,63	42	85,07	45,24	102,80	91,84
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	143,85	67	86,37	50,08	140,95	96,53
Prix de référence – raffinage						
Chicago – marges de craquage 3-2-1 ²⁾	34,15	95	17,54	7,54	32,87	16,06
Groupe 3 – marges de craquage 3-2-1 ²⁾	33,21	86	17,82	8,67	29,99	15,82
Numéros d'identification renouvelables (« NIR »)	7,72	14	6,76	2,48	8,54	6,11
Prix du gaz naturel						
AECO (\$ CA/kpi ³)	5,56	56	3,56	2,24	5,58	4,94
NYMEX (\$ US/kpi ³)	6,64	73	3,84	2,08	6,26	5,83
Taux de change						
Taux moyen \$ US/\$ CA	0,769	(4)	0,798	0,746	0,737	0,794
Taux de clôture \$ US/\$ CA	0,738	(6)	0,789	0,785	0,738	0,789
Taux moyen yuan/\$ CA	5,170	—	5,147	5,147	5,241	5,073

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

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

Prix de référence du pétrole brut et des condensats

En 2022, les prix du pétrole brut se sont nettement améliorés par rapport à ceux de 2021. Les prix ont augmenté de façon constante au cours de l'exercice 2021 et du premier semestre de 2022, alors que l'équilibre mondial entre l'offre et la demande était serré et que les stocks étaient faibles. La demande de pétrole brut et de produits raffinés a continué de croître et de s'approcher des niveaux connus avant la pandémie, malgré les défis macroéconomiques, la faiblesse de la consommation en Chine attribuable aux confinements liés à la COVID-19 et l'incertitude géopolitique découlant de l'invasion de l'Ukraine par la Russie. L'offre de pétrole brut a considérablement augmenté en 2022; néanmoins, il a été difficile de répondre à la demande croissante, presque toutes les sources d'approvisionnement à court terme ayant été utilisées pour répondre à la demande, y compris le déblocage sans précédent du pétrole des réserves stratégiques de pétrole du gouvernement des États-Unis. La capacité de production de réserve mondiale demeure faible.

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.

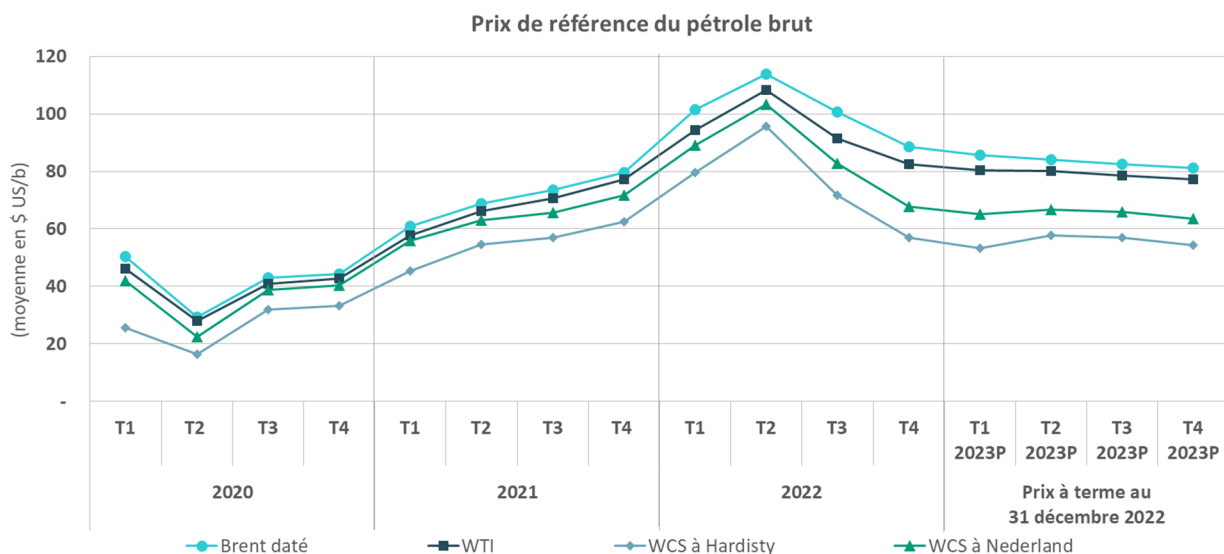
Le prix obtenu pour notre pétrole brut de l'Atlantique et nos LGN de l'Asie-Pacifique est établi essentiellement en fonction du prix du Brent. L'écart Brent-WTI s'est creusé par rapport à 2021 en raison de la hausse des frais de transport et des perturbations de l'approvisionnement découlant de l'invasion 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 de l'exercice 2022, l'écart moyen entre le WTI et le WCS à Hardisty s'est élargi par rapport à 2021, essentiellement 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.

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 le WTI et le WCS à Nederland est représentatif de l'escompte sur la qualité du pétrole lourd et est tributaire de la capacité mondiale de raffinage du pétrole brut ainsi que de l'offre mondiale de pétrole brut. L'écart entre le WTI et le WCS à Nederland s'est élargi considérablement par rapport à 2021, en particulier au deuxième semestre de 2022. Cet écart est principalement attribuable à la baisse de la demande compte tenu des activités de maintenance planifiées et non planifiées des raffineries, à l'utilisation mondiale élevée du raffinage, à la volatilité des prix des produits raffinés et à 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.

Au Canada, 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 en 2022 par rapport à 2021 en raison de l'entretien généralisé des usines de valorisation dans l'Ouest du Canada et de la forte demande de pétrole léger dans les raffineries. En 2022, l'écart entre le prix du pétrole synthétique et le WTI correspondait à une prime, en comparaison d'un escompte en 2021, 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.

Le prix de référence moyen des condensats à Edmonton est resté semblable à celui du WTI en 2022, alors que la demande albertaine pour des condensats est demeurée forte et que l'offre était serrée.

Prix de référence – raffinage

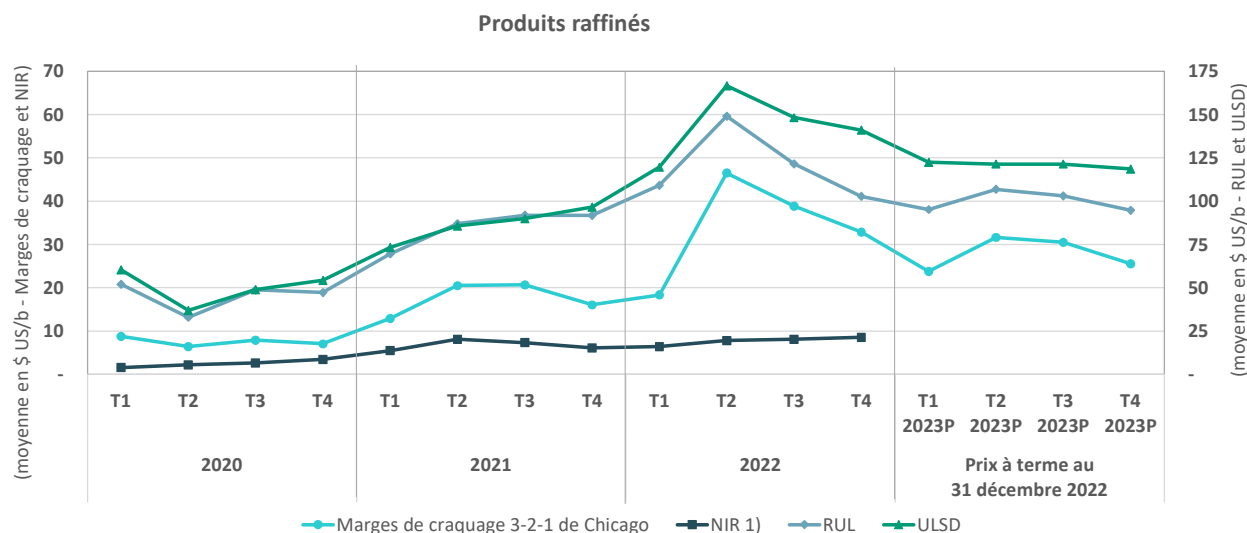
Les prix de référence que sont le prix de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et le prix du diesel à très faible teneur en soufre à Chicago sont représentatifs des prix des produits raffinés sur le marché intérieur et servent à calculer la marge de craquage 3-2-1 sur le marché à Chicago. La marge 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 le marché de notre raffinerie de Borger.

Les prix moyens des produits raffinés à Chicago ont affiché une augmentation marquée en 2022 comparativement à 2021. Bien que le prix de l'essence se soit raffermi d'un exercice à l'autre, la hausse des marges de craquage sur le marché est surtout attribuable à une importante hausse du prix des distillats. La vigueur des marges de craquage sur le marché et des prix des produits raffinés est également attribuable à la rationalisation des raffineries depuis le début de la pandémie, ce qui a donné lieu à une forte utilisation des raffineries à l'échelle mondiale, 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 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 reflète 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 de pétrole brut, la configuration de la raffinerie et la production, la provenance de la charge d'alimentation et le délai entre l'achat et la livraison du pétrole brut ainsi que 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 considérablement augmenté en 2022 par rapport à 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 dans le contexte de l'incertitude concernant l'approvisionnement en gaz russe. Les prix moyens de l'AECO ont également augmenté considérablement en 2022 comparativement à 2021, à l'instar des prix au NYMEX; toutefois, l'écart entre les prix de l'AECO et les prix au NYMEX s'est quelque peu élargi en raison de la production accrue en provenance de l'Ouest du Canada ainsi que d'activités de maintenance planifiées et non planifiées des pipelines, ce qui a limité les points de sortie en 2022. Le prix obtenu pour notre production de gaz naturel de l'Asie-Pacifique est établi en grande partie en fonction de contrats à long terme.

Taux de change de référence

Nos produits des activités ordinaires sont exposés au risque de change, car les prix de vente du pétrole brut, des LGN, du gaz naturel et des produits raffinés de la société sont établis en fonction de prix de référence en dollars américains. Le raffermissement du dollar canadien en regard du dollar américain a un effet négatif sur les 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 de nos établissements aux États-Unis et en Asie-Pacifique.

Pour l'exercice 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 31 décembre 2022, comparativement au 31 décembre 2021, a donné lieu à des pertes de change latentes de 365 M\$ à la conversion en dollars canadiens 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 l'exercice 2022, le cours moyen du dollar canadien a été relativement stable par rapport à celui du yuan, ce qui a eu une incidence minimale 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 produits d'intérêts, le coût de nos emprunts à court terme, les passifs relatifs au démantèlement que nous déclarons ainsi que les évaluations à la juste valeur. 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 31 décembre 2022, le taux directeur de la Banque du Canada était de 4,25 %, en hausse par rapport au taux de 0,25 % au 31 décembre 2021, en raison des inquiétudes concernant l'inflation. Le 25 janvier 2023, le taux directeur a de nouveau été haussé de 0,25 %, ce qui l'a porté à 4,50 %.

PERSPECTIVES

PRÉVISION DES PRIX DES MARCHANDISES

Les prix du pétrole brut se sont considérablement améliorés en 2022, mais ont fléchi au cours du deuxième semestre de l'exercice en raison d'inquiétudes liées à la demande dans le contexte de l'affaiblissement de l'environnement macroéconomique et des confinements en Chine en raison de la COVID-19. La prime géopolitique découlant de l'incertitude relative à l'approvisionnement en provenance de Russie a également diminué au deuxième semestre de 2022 en raison de la résilience des exportations russes de pétrole brut et de produits raffinés. La trajectoire des prix du pétrole brut demeure incertaine et volatile dans un marché dont les facteurs clés restent imprévisibles et qui subit les répercussions de politiques gouvernementales en matière d'offre et de demande. Les politiques à l'égard de la Russie, de l'Iran et du Venezuela font partie des facteurs clés qui auront une incidence sur l'offre énergétique et qui modifieront les tendances en matière de commerce mondial. La politique de l'OPEP+ continuera d'être un facteur clé pour les prix du pétrole brut, et l'annonce récente d'une réduction des quotas de production du groupe soutient les prix.

Dans l'ensemble, 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 renouvellement ou du déblocage de volumes des réserves stratégiques de pétrole aux États-Unis ainsi que de la politique de l'OPEP+. De plus, la possibilité de nouvelles éclosions et de nouveaux variants de la COVID-19, le ralentissement mondial 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.
- Nous prévoyons que la volatilité des marges de craquage sur le marché persistera. Les répercussions économiques de l'invasion toujours en cours de l'Ukraine par la Russie ainsi que 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 nous attendons à ce que les prix au NYMEX et de l'AECO demeurent élevés; toutefois, nous prévoyons que l'augmentation de l'offre et la capacité restreinte d'exportation de GNL en provenance de l'Amérique du Nord créeront une pression à la baisse sur les prix. 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 de produits raffinés en aval est exposée aux fluctuations du prix du WTI pour le pétrole brut. La production de gaz naturel et de LGN associée à nos activités du secteur Hydrocarbures classiques procure une intégration économique des besoins relatifs aux carburants, aux solvants et à la fluidification du secteur 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 aux marges du brut englobe les marges du brut léger-lourd et du brut léger-moyen. L'exposition aux marges du brut léger-moyen est liée au brut léger-moyen du marché du Midwest américain où nous détenons la majorité de notre 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 léger-lourd comprend une composante brut léger-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 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'avoir recours à des instruments financiers pour atténuer notre exposition aux prix de diverses marchandises, notamment certains contrats sur le WTI pour gérer notre exposition non liée à la gestion du risque associé aux prix de vente du pétrole brut, et nous avons également conclu des contrats pour gérer notre exposition aux prix relative au pétrole brut, aux écarts du pétrole brut, aux condensats, aux liquides de gaz naturel, aux produits raffinés, aux marges de raffinage, au gaz naturel et à l'électricité ainsi que des contrats sur l'énergie renouvelable.

GRANDES PRIORITÉS POUR 2023

Chez Cenovus, notre mission est de fournir de l'énergie dans le monde entier pour améliorer la qualité de vie des gens. Notre stratégie vise toujours à maximiser la valeur pour les actionnaires au moyen de structures de coûts concurrentielles et de l'optimisation des marges tout en offrant un rendement de premier ordre sur le plan de la sécurité et un leadership en matière de durabilité. Nous accordons la priorité aux fonds provenant de l'exploitation disponibles qui permettent de réduire la dette, d'augmenter le rendement pour les actionnaires grâce à la croissance des dividendes de base et à des mécanismes de rendement souples, de réinvestir dans l'entreprise et d'assurer la diversification de notre portefeuille.

Nos priorités pour 2023 seront concentrées sur ce qui suit :

Performance de premier ordre sur le plan de l'exploitation et de la sécurité

La plus grande de nos priorités est d'exercer nos activités de façon sécuritaire et fiable. Nous prenons toutes les mesures nécessaires pour assurer une exploitation sécuritaire et fiable à l'échelle de notre portefeuille, notamment en visant une performance de premier ordre sur le plan de la santé et de la sécurité.

Nous continuerons de favoriser l'amélioration de notre rendement opérationnel en aval, ce qui comprend la reprise sécuritaire de la pleine exploitation de la raffinerie de Superior ainsi que, après la clôture de l'acquisition de Toledo, l'intégration de la raffinerie de Toledo en mettant l'accent sur un rendement stable et fiable de nos actifs en exploitation.

Leadership en matière de durabilité

La durabilité a toujours fait partie de la culture de Cenovus. Nous avons établi des cibles ambitieuses pour nos cinq domaines d'intervention en matière d'ESG et nous continuons de prendre des mesures concrètes pour atteindre ces cibles. Nos cinq domaines d'intervention ESG sont les suivants :

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

Des renseignements supplémentaires sur les efforts et le rendement de la direction dans nos domaines d'intervention ESG, y compris nos cibles ESG et les mesures que nous prenons pour les atteindre, sont disponibles dans le rapport ESG 2021 de Cenovus à l'adresse cenovus.com.

Domination du marché par les coûts

Notre objectif est de maximiser la valeur pour les actionnaires au moyen de structures de coûts concurrentielles et de l'optimisation des marges. Bien que nous visions d'optimiser notre structure de coûts à l'échelle de notre entreprise, nous mettrons l'accent sur l'optimisation des infrastructures, la réduction des coûts d'exploitation et des dépenses d'investissement et sur la réduction des émissions de GES pour nos actifs du secteur Hydrocarbures classiques.

Discipline financière et croissance des fonds provenant de l'exploitation disponibles

Nous nous concentrons sur l'atteinte et le maintien de nos cibles d'endettement tout en nous assurant que Cenovus puisse faire preuve de résilience tout au long des cycles des prix des marchandises. Nous prévoyons continuer d'offrir des rendements significatifs à nos actionnaires conformément à notre cadre de rendements financiers et pour les actionnaires.

Répartition des capitaux axée sur le rendement

Nous mettons toujours en pratique une approche disciplinée de la répartition des capitaux en fonction des projets de manière à générer des rendements dans le creux du cycle des prix des marchandises et à saisir les occasions de croissance durable des rendements pour les actionnaires.

Nous prévoyons de faire progresser considérablement le projet West White Rose tout en respectant l'échéancier de début de production de pétrole en 2026.

SECTEURS À PRÉSENTER

SECTEURS EN AMONT

Sables bitumineux

En 2022, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- produit 586,6 milliers de barils de pétrole brut par jour;
- inscrit une marge d'exploitation de 9,0 G\$, soit une augmentation de 2,6 G\$ par rapport à l'exercice 2021 attribuable principalement à la hausse des prix de vente moyens réalisés;
- vendu notre actif de Tucker pour un produit net totalisant 730 M\$ le 31 janvier 2022, la production de pétrole brut au moment de la vente étant d'environ 20 milliers de barils par jour;
- conclu l'achat de la participation résiduelle de 50 % de BP Canada dans Sunrise, le 31 août 2022, ce qui donne à Cenovus la pleine propriété de l'entreprise et rehausse sa force fondamentale dans le secteur des sables bitumineux. L'acquisition de Sunrise a permis d'ajouter immédiatement plus de 20 milliers de barils par jour à notre production de pétrole brut, faisant plus que compenser la production perdue de l'actif de Tucker;
- commencé la production de pétrole en septembre à notre usine thermique de Spruce Lake North, cette production ayant atteint en moyenne environ 12,0 milliers de barils par jour à la fin du quatrième trimestre;
- reçu en décembre 2022 l'approbation réglementaire nous permettant de valoriser l'actif Ipiatik dans la région de Foster Creek. Cet actif devrait permettre de fournir une charge d'alimentation pour la production du bitume à l'usine de Foster Creek. La construction de la plateforme devrait commencer en 2024, et la production de vapeur, en 2029;
- engagé des dépenses d'investissement de 1,8 G\$ 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 49,10 \$ le bep.

Résultats financiers

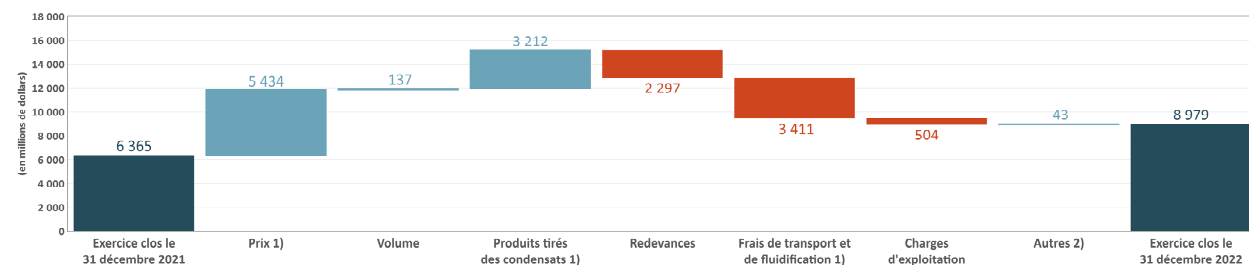
(en millions de dollars)

	2022	2021 ¹⁾	2020
Produits des activités ordinaires			
Chiffre d'affaires brut	34 775	22 827	8 804
Déduire : Redevances	4 493	2 196	331
	30 282	20 631	8 473
Charges			
Marchandises achetées	4 810	2 404	1 262
Transport et fluidification	12 036	8 625	4 683
Charges d'exploitation	2 930	2 451	1 156
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	1 527	786	268
Marge d'exploitation	8 979	6 365	1 104
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(68)	18	57
Amortissement et épuisement	2 763	2 666	1 687
Coûts de prospection	9	16	9
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	8	(5)	—
Résultat sectoriel	6 267	3 670	(649)

1) Les résultats de la période comparative ont été rajustés afin de mieux rendre compte des frais de fluidification. Se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.

Variation de la marge d'exploitation

Pour l'exercice clos le 31 décembre 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

	2022	2021	2020
Total – volumes de vente (kbep/j)	585,8	579,9	386,6
Prix réalisé total¹⁾ (\$/bep)	91,70	62,82	28,64
Production de pétrole brut par actif (kb/j)			
Foster Creek	191,0	179,9	163,2
Christina Lake	246,5	236,8	218,5
Sunrise ²⁾	31,3	25,9	—
Production par méthode thermique à Lloydminster	99,9	97,7	—
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	16,3	20,2	—
Tucker ³⁾	1,6	21,0	—
Total – production de pétrole brut⁴⁾ (kb/j)	586,6	581,5	381,7
Gaz naturel ⁵⁾ (Mpi ³ /j)	12,3	12,6	—
Total – production (kbep/j)	588,7	583,6	381,7
Taux de redevance réel (%)	25,2	18,7	11,6
Frais de transport et de fluidification¹⁾ (\$/bep)	7,89	7,23	8,70
Charges d'exploitation¹⁾ (\$/bep)	13,75	11,52	7,84
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires¹⁾ (\$/bep)	11,90	11,28	10,40

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

2) Rend compte de la participation de 50 % de Cenovus dans Sunrise jusqu'au 31 août 2022. Le 31 août 2022, nous avons acquis la participation résiduelle de 50 % auprès de BP Canada.

3) Les actifs de Tucker ont été vendus 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

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.

Le prix de vente réalisé s'est situé en moyenne à 91,70 \$ le bep en 2022, comparativement à 62,82 \$ le bep en 2021, en raison de la hausse des prix de référence du WTI, annulée en partie par l'élargissement de l'écart entre le WTI et le WCS. Afin d'améliorer notre prix de vente réalisé, nous avons vendu environ 20 % (20 % en 2021) de nos volumes de pétrole brut à des destinations aux États-Unis.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, les ventes brutes comprennent un montant de 4,5 G\$ (2,1 G\$ 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 l'exercice clos le 31 décembre 2022, les ventes brutes comprennent un montant de 358 M\$ (329 M\$ en 2021) lié à des activités de construction, de transport et de fluidification. Ce montant n'est 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 relativement à l'utilisation 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.

En 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. En 2022, des profits latents liés à la gestion des risques de 68 M\$ ont été comptabilisés au titre des instruments financiers liés au pétrole brut et aux condensats.

Volumes de production

La production de pétrole brut a légèrement augmenté pour s'établir à 586,6 milliers de barils par jour en 2022, comparativement à 581,5 milliers de barils par jour en 2021.

Nous avons vendu l'actif de Tucker le 31 janvier 2022, ce qui a donné lieu à une diminution de la production de 19,4 milliers de barils par jour en 2022 par rapport à 2021.

La production de Foster Creek a augmenté de 11,1 milliers de barils par jour pour s'établir à 191,0 milliers de barils par jour en 2022, comparativement à 2021, en raison de la mise en service de nouveaux puits en 2022 et au cours du dernier semestre de 2021. Nous avons également achevé les activités de révision planifiées au deuxième trimestre de 2021. Cette hausse a été annulée en partie par l'atteinte des sommets de production au quatrième trimestre de 2021 en raison de la mise en service de nouveaux puits. La hausse a également été annulée par des activités de maintenance planifiées et des interruptions non planifiées au troisième trimestre de 2022.

La production de Christina Lake s'est accrue de 9,7 milliers de barils par jour pour s'établir à 246,5 milliers de barils par jour en 2022, comparativement à 2021. Nous avons ajouté la production supplémentaire des puits réaménagés forés en 2022 et au cours du dernier semestre de 2021. Cette hausse a été annulée en partie par des activités de révision planifiées ayant eu lieu au deuxième trimestre de 2022.

L'acquisition de Sunrise s'est conclue le 31 août 2022, ce qui a permis d'ajouter une production de 5,4 milliers de barils par jour en 2022 par rapport à 2021. L'augmentation de la production de Sunrise en 2022 a été annulée en partie par des baisses des niveaux de base et la mise hors service de puits en vue d'un programme de réaménagement.

La production de nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster a légèrement augmenté en 2022 comparativement à 2021. L'usine thermique de Spruce Lake North a commencé à produire du pétrole en août, cette production s'étant établie en moyenne à 12,0 milliers de barils par jour au quatrième trimestre. Cette augmentation a été annulée en partie par la baisse des niveaux de base d'autres usines thermiques et par la mise hors service de puits en vue d'un programme de réaménagement au quatrième trimestre de 2022 et au début de 2023.

Pour l'exercice 2022, la production de pétrole lourd classique de Lloydminster a légèrement diminué par rapport à celle de 2021, puisque des puits ont été fermés pour se conformer aux 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 l'exercice clos le 31 décembre 2022, les redevances se sont établies à 4,5 G\$ (2,2 G\$ en 2021).

Charges

Transport et fluidification

En 2022, les frais de fluidification se sont accrus de 3,2 G\$ par rapport à ceux de 2021, pour s'établir à 10,3 G\$. Cette hausse est principalement attribuable aux prix plus élevés des condensats.

Les frais de transport ont augmenté de 179 M\$ par rapport à ceux de 2021, pour s'établir à 1,7 G\$ en 2022. Cette hausse est principalement attribuable à l'augmentation des frais décrite ci-après jumelée à une hausse des volumes de vente à Foster Creek, Christina Lake et Sunrise.

Frais de transport unitaires

Les frais de transport se sont établis à 7,89 \$ le bep en 2022, en légère hausse par rapport à 7,23 \$ le bep en 2021.

À Foster Creek, les frais de transport unitaires ont augmenté de 12 % par rapport à ceux de 2021, pour s'établir à 11,78 \$ par baril en 2022. Cette augmentation s'explique essentiellement par l'augmentation des tarifs, annulée en partie par la dépendance réduite au transport ferroviaire. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, nous avons expédié aux États-Unis 40 % (35 % en 2021) des volumes de Foster Creek.

À Christina Lake, les frais de transport se sont établis à 6,51 \$ par baril en 2022, ce qui est stable comparativement à 6,19 \$ par baril en 2021.

À Sunrise, les frais de transport se sont établis à 12,26 \$ par baril en 2022, ce qui est stable comparativement à 12,14 \$ par baril en 2021, le pourcentage du total de nos volumes expédiés aux États-Unis étant semblable à celui de 2021.

Pour nos autres actifs du secteur Sables bitumineux, les frais de transport se sont établis à 3,49 \$ par baril en 2022, comparativement à 4,01 \$ par baril en 2021. Au premier trimestre de 2021, nous avons cessé l'expédition de volumes aux États-Unis afin d'optimiser notre capacité pipelinère, ce qui nous a permis de réduire le coût unitaire d'un exercice à l'autre.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation en 2022 ont été les coûts du carburant, de la main-d'œuvre, des produits chimiques, des réparations et de la maintenance ainsi que les coûts de l'électricité. Les charges d'exploitation totales ont augmenté surtout en raison de l'augmentation des coûts du carburant attribuable à la hausse du prix du gaz naturel. Les prix de référence de l'AECO pour le gaz naturel ont augmenté de 56 % en 2022, comparativement à 2021. De plus, les charges d'exploitation totales se sont accrues en raison de la hausse des coûts de l'électricité, des réparations et de la maintenance ainsi que des 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. Nous avons subi des pressions inflationnistes minimes relativement à nos coûts, puisque nous gérons nos coûts 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.

Charges d'exploitation unitaires¹⁾

(\$/bep)	2022	Variation (%)	2021	Variation (%)	2020
Foster Creek					
Carburant	6,07	49	4,07	44	2,83
Autres coûts	6,52	(2)	6,67	4	6,41
Total	12,59	17	10,74	16	9,24
Christina Lake					
Carburant	5,07	44	3,52	61	2,18
Autres coûts	4,87	3	4,72	2	4,61
Total	9,94	21	8,24	21	6,79
Sunrise					
Carburant	7,01	26	5,58	—	—
Autres coûts	10,48	(9)	11,57	—	—
Total	17,49	2	17,15	—	—
Autres – Sables bitumineux²⁾					
Carburant	7,35	50	4,91	—	—
Autres coûts	15,10	29	11,73	—	—
Total	22,45	35	16,64	—	—
Total	13,75	19	11,52	47	7,84

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

2) 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.

Les charges d'exploitation unitaires liées au carburant ont augmenté surtout en raison de la hausse du prix du gaz naturel susmentionnée.

Les autres coûts unitaires pour Foster Creek sont demeurés stables par rapport à ceux de 2021. La hausse des coûts des produits chimiques, de l'électricité, des réparations et de la maintenance a été contrebalancée par l'augmentation des volumes de vente.

Les autres coûts unitaires pour Christina Lake sont demeurés stables par rapport à ceux de 2021. La hausse des coûts de l'électricité, des réparations et de la maintenance a été contrebalancée par l'augmentation des volumes de vente en 2022.

Les autres coûts unitaires pour Sunrise ont diminué en 2022 par rapport à ceux de 2021. La diminution des autres coûts s'explique principalement par les coûts liés aux activités de révision planifiées au deuxième trimestre de 2021, annulés en partie par la hausse des coûts de l'électricité, des produits chimiques et des activités de reconditionnement en 2022.

Les autres coûts unitaires pour nos autres actifs du secteur Sables bitumineux ont augmenté en 2022 par rapport à 2021, essentiellement en raison de la hausse des coûts des produits chimiques et des activités de reconditionnement.

Prix nets opérationnels

(\$/bep)	2022	2021	2020
Prix de vente ¹⁾	91,70	62,82	28,64
Redevances ¹⁾	20,96	10,38	2,34
Transport ¹⁾	7,89	7,23	8,70
Charges d'exploitation ¹⁾	13,75	11,52	7,84
Prix net opérationnel²⁾	49,10	33,69	9,76

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

Amortissement et épuisement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, la charge d'amortissement et d'épuisement est demeurée relativement stable à 2,8 G\$, comparativement à 2,7 G\$ en 2021. Le taux d'épuisement moyen pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 s'est établi à 11,90 \$ par bep, comparativement à 11,28 \$ par bep en 2021.

Hydrocarbures classiques

En 2022, nous avons :

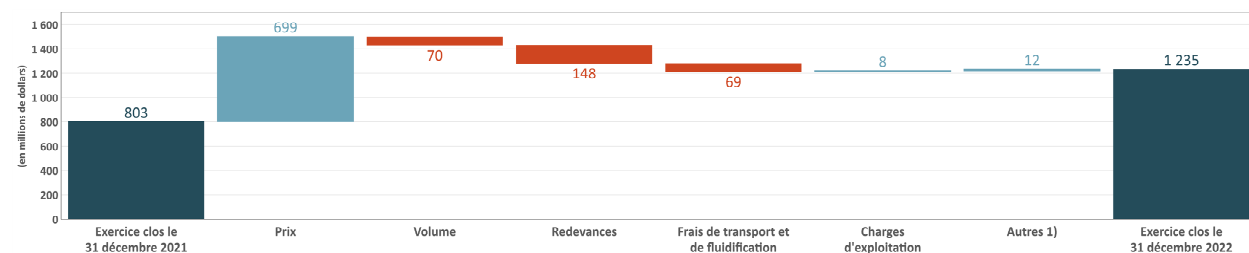
- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- vendu nos actifs dans la région de Wembley pour un produit net totalisant 221 M\$ le 28 février 2022;
- inscrit une marge d'exploitation de 1,2 G\$, soit une augmentation de 432 M\$ par rapport à 2021, attribuable en grande partie à la hausse des prix de vente moyens réalisés;
- engagé des dépenses d'investissement de 344 M\$ axées sur le forage, les activités d'achèvement et de raccordement et les projets d'infrastructures en vue de leur mise en valeur pendant plusieurs années;
- enregistré un prix net opérationnel de 27,43 \$ le bep.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Produits des activités ordinaires			
Chiffre d'affaires brut	4 332	3 235	904
Déduire : Redevances	298	150	40
	4 034	3 085	864
Charges			
Marchandises achetées	2 023	1 655	268
Transport et fluidification	143	74	81
Charges d'exploitation	541	551	320
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	92	2	—
Marge d'exploitation	1 235	803	195
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	13	1	—
Amortissement et épuisement	370	3	880
Coûts de prospection	1	(3)	82
Résultat sectoriel	851	802	(767)

Variation de la marge d'exploitation

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022



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

Résultats d'exploitation

	2022	2021	2020
Total – volumes de vente (kbep/j)	127,2	133,4	89,8
Prix réalisé total¹⁾ (\$/bep)	48,15	31,20	17,84
Pétrole brut lourd (\$/b)	—	—	31,45
Pétrole brut léger (\$/b)	118,64	76,32	42,78
LGN (\$/b)	63,22	42,93	22,04
Gaz naturel classique (\$/kpi ³)	6,50	4,07	2,37
Production par produit			
Pétrole brut lourd (kb/j)	—	—	2,7
Pétrole brut léger (kb/j)	7,5	8,4	4,5
LGN (kb/j)	23,8	25,6	19,5
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	576,1	597,6	379,0
Total – production (kbep/j)	127,2	133,6	89,9
Production de gaz naturel classique (% du total)	75	75	70
Production de pétrole brut et de LGN (% du total)	25	25	30
Taux de redevance réel (%)	15,4	10,3	7,9
Frais de transport¹⁾ (\$/bep)	3,16	1,53	2,46
Charges d'exploitation¹⁾ (\$/bep)	11,18	10,66	8,99
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires¹⁾ (\$/bep)	8,23	9,11	9,85

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

Produits des activités ordinaires

Prix

Notre prix de vente réalisé total a augmenté en 2022 principalement en raison de la hausse des prix de référence du pétrole brut et du gaz naturel.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, les ventes brutes comprennent un montant de 2,0 G\$ (1,7 G\$ en 2021) se rapportant aux volumes provenant de tiers qui ne sont pas inclus dans nos prix réalisés 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 l'exercice clos le 31 décembre 2022, les produits des activités ordinaires comprennent des montants liés à des activités de traitement et de transport pour le compte de tiers de 71 M\$ (61 M\$ en 2021), qui ne sont pas inclus dans nos prix réalisés 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.

Volumes de production

Les volumes de production ont diminué de 6,4 milliers de bep par jour en 2022 comparativement à 2021 en raison surtout de la vente d'actifs au premier trimestre de 2022 et au deuxième semestre de 2021 ainsi qu'en raison des baisses naturelles. La baisse de la production a été annulée en partie par la mise en production d'un nombre net de 36 nouveaux puits au cours de l'exercice (nombre net de 18 nouveaux puits en 2021) 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 en 2022, en comparaison avec 2021, en raison surtout de la hausse des prix réalisés.

Charges

Transport

Nos frais de transport correspondent aux coûts que nous engageons pour acheminer le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel du lieu de leur production jusqu'à l'endroit où les produits sont vendus. Les frais de transport ont augmenté de 69 M\$ en 2022 par rapport à 2021. Les frais de transport unitaires se sont établis en moyenne à 3,16 \$ par bep en 2022, comparativement à 1,53 \$ par bep en 2021.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation en 2022 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, de la main-d'œuvre et de l'électricité ainsi que les taxes foncières et les coûts de location. Les charges d'exploitation par bep pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont augmenté par rapport à celles de 2021 essentiellement en raison de la hausse des coûts de reconditionnement, de l'énergie et de l'électricité jumelée à une baisse des volumes de vente. Le total des charges d'exploitation pour 2022 est demeuré stable par rapport à celui de 2021 en raison des mêmes facteurs que ceux qui sont à l'origine de la hausse des charges d'exploitation par bep, ces derniers étant annulés en partie par la vente d'actifs au premier trimestre de 2022 et durant le deuxième semestre de 2021.

Prix nets opérationnels

(\$/bep)	2022	2021	2020
Prix de vente ¹⁾	48,15	31,20	17,84
Redevances ¹⁾	6,38	3,06	1,23
Frais de transport et de fluidification ¹⁾	3,16	1,53	2,46
Charges d'exploitation ¹⁾	11,18	10,66	8,99
Prix net opérationnel²⁾	27,43	15,95	5,16

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

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

Amortissement et épuisement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, le total de la charge d'amortissement et d'épuisement se rapportant au secteur Hydrocarbures classiques s'est chiffré à 370 M\$ (3 M\$ en 2021). Cette hausse s'explique essentiellement par une reprise de perte de valeur de 378 M\$ en 2021.

Le taux d'épuisement moyen pour 2022 s'est établi à 8,23 \$ par bep (9,11 \$ par bep en 2021). Le taux d'épuisement moyen exclut l'incidence des pertes de valeur et des reprises de perte de valeur.

Production extracôtière

En 2022, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- achevé la partie en cale sèche du projet de prolongement de la durée d'utilité de Terra Nova. Nous nous attendons à ce que la production reprenne au champ Terra Nova au deuxième trimestre de 2023.
- annoncé notre décision d'achever le projet West White Rose;
- vendu notre participation de 35 % dans le projet non mis en valeur Bay du Nord au large de Terre-Neuve-et-Labrador à titre de contrepartie dans le cadre de l'acquisition de Sunrise;
- inscrit une marge d'exploitation de 1,6 G\$, soit une augmentation de 190 M\$ par rapport à 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 68,90 \$ par bep;
- engagé des dépenses d'investissement de 310 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.

En septembre 2021, Cenovus a annoncé la conclusion d'une entente avec ses partenaires visant à restructurer sa participation directe dans la région de l'Atlantique et d'aller de l'avant avec le projet de prolongement de la durée d'utilité de Terra Nova. Cette entente a permis d'augmenter la participation directe de Cenovus dans Terra Nova, la faisant passer de 13 % à 34 %, et, sous réserve de la décision de redémarrer le projet West White Rose, aurait pour effet de diminuer la participation directe de Cenovus dans le champ White Rose et ses extensions satellites de 12,5 %.

Le 31 mai 2022, Cenovus et ses partenaires ont annoncé le redémarrage du projet West White Rose, ce qui a donné lieu à la réduction de notre participation directe dans le champ White Rose et ses extensions satellites. La production maximale prévue du projet West White Rose est de 80 milliers de barils par jour (soit un montant net de 45 milliers de barils par jour pour Cenovus), et le début de la production est prévu pour le premier semestre de 2026. Le total du capital nécessaire pour mettre le projet en production est un montant net d'environ 2,0 G\$ à 2,3 G\$ pour Cenovus. Au 31 décembre 2022, environ 65 % du projet était achevé. Depuis notre décision de redémarrer le projet, notre investissement en 2022 se chiffre à environ 85 M\$.

En Indonésie, où nos actifs sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, nous avons foré et achevé deux puits de mise en valeur dans les champs MBH et cinq puits de mise en valeur dans le champ MDA planifiés pour l'exercice. Nous avons réalisé la première production de gaz aux champs MBH et MDA au quatrième trimestre de 2022. Nous mettons également en valeur les champs MAC et MDK. Au champ MAC, nous avons foré et achevé au quatrième trimestre de 2022 deux des trois puits de mise en valeur planifiés pour ce champ. La première production de gaz aux champs MAC et MDK est prévue pour 2023 et 2025, respectivement.

En Chine, nous avons finalisé une entente au deuxième trimestre qui vient augmenter la vente de gaz de Liuhua 29-1 pour la durée du contrat. Cette entente vient contrebalancer en partie la réduction des ventes de gaz naturel sous contrat de Liwan 3-1 découlant de l'adoption d'une modification ayant temporairement augmenté les volumes de vente. Par ailleurs, au premier trimestre, nous avons mis fin au contrat de partage de la production relatif au bloc 23/07, qui en était à la phase de prospection, sans qu'il n'y ait eu de production ni d'activité de forage.

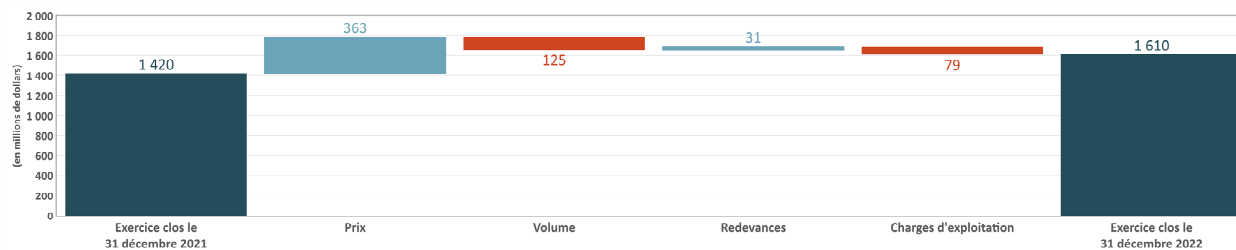
Résultats financiers

	2022			2021		
	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extra-côtière	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extra-côtière
<i>(en millions de dollars)</i>						
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	1 442	578	2 020	1 342	440	1 782
Déduire : Redevances	80	(3)	77	79	29	108
	1 362	581	1 943	1 263	411	1 674
Charges						
Transport et fluidification	—	15	15	—	15	15
Charges d'exploitation	114	204	318	103	136	239
Marge d'exploitation¹⁾	1 248	362	1 610	1 160	260	1 420
Amortissement et épuisement			585			492
Coûts de prospection			91			5
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			(23)			(47)
Résultat sectoriel			957			970

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022



Résultats d'exploitation

	2022	2021
Total – volumes de vente (kbep/j)	70,0	73,5
Région de l'Atlantique	11,3	13,2
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾	58,7	60,3
Prix réalisé total²⁾ (\$/bep)	89,72	74,75
Région de l'Atlantique – Pétrole brut léger (\$/b)	140,65	91,01
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾ (\$/bep)	79,96	71,19
LGN (\$/b)	110,05	79,83
Gaz naturel classique (\$/kpi ³)	11,98	11,48
Production par produit		
Région de l'Atlantique – Pétrole brut léger (kb/j)	11,6	14,1
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾		
LGN (kb/j)	12,4	12,7
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	277,7	285,3
Total – Région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)	58,7	60,3
Total – production (kbep/j)	70,3	74,4
Taux de redevance réel (%)		
Région de l'Atlantique	(0,5)	6,7
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾	11,5	8,4
Charges d'exploitation²⁾ (\$/bep)	12,64	9,86
Région de l'Atlantique	42,03	28,34
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾	7,00	5,80
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires²⁾ (\$/bep)	30,76	25,62

1) Les volumes de vente présentés, les valeurs unitaires connexes et les taux de redevance reflètent la participation de 40 % de Cenovus dans HCML. 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 en 2022 comparativement à 2021, principalement en raison de la hausse du prix de référence du Brent.

Volumes de production

La production dans la région de l'Asie-Pacifique a légèrement diminué en 2022 par rapport à celle de 2021, en raison des modifications aux contrats pour Liwan 3-1 et Liuhua 29-1 ayant entraîné une baisse nette de la production. Cette baisse a été annulée en partie par la première production de gaz aux champs MBH et MDA en Indonésie au quatrième trimestre de 2022.

La production dans la région de l'Atlantique a légèrement diminué en 2022 par rapport à celle de 2021, en raison de la diminution de la participation directe de Cenovus dans le champ White Rose et ses extensions satellites au deuxième trimestre de 2022. La production de pétrole brut léger provenant du champ White Rose est déchargée du navire de production, de stockage et de déchargement SeaRose (le « NPSD SeaRose ») vers des navires pétroliers et stockée dans un terminal terrestre avant d'être expédiée aux acheteurs, ce qui occasionne des délais entre la production et la vente.

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. En 2022, notre taux de redevance réel s'est établi à 11,5 % (8,4 % 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 de champ White Rose sont fondées sur une entente modifiée conclue entre nos partenaires directs et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. Nous avons payé, 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. Ainsi, les redevance se sont chiffrées à un montant négatif de 3 M\$ en 2022 (29 M\$ en 2021).

Charges

Charges d'exploitation

Les principales composantes de nos charges d'exploitation dans la région de l'Asie-Pacifique pour 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 légèrement d'un exercice à l'autre, principalement en raison d'activités de maintenance planifiées en Chine aux deuxième et troisième trimestres, conjuguées à une baisse de la production en Chine. La hausse des charges d'exploitation unitaires s'explique également par les coûts liés aux champs MBH et MDA mis en service au quatrième trimestre de 2022.

Les principales composantes des charges d'exploitation dans la région de l'Atlantique pour 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 ont augmenté principalement en raison de la poursuite des préparatifs en vue du retour sur place du NPSD Terra Nova et de la participation directe plus élevée dans le champ Terra Nova. Cette hausse a été annulée en partie par la restructuration de la participation directe dans le champ White Rose au deuxième trimestre de 2022. Les charges d'exploitation unitaires ont augmenté en raison de la baisse des volumes de vente conjuguée à l'augmentation des coûts pour Terra Nova susmentionnée.

Transport

Les frais de transport dans la région de l'Atlantique sont demeurés stables d'un exercice à l'autre et comprennent le coût du transport du pétrole brut du NPSD SeaRose jusqu'aux installations terrestres au moyen de navires pétroliers, ainsi que les frais de stockage.

Prix nets opérationnels

(\$/bep, sauf indication contraire)	2022			
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Atlantique (\$/b)	Total – production extracôtière
Prix de vente ²⁾	81,99	70,66	140,65	89,72
Redevances ²⁾	4,57	30,19	(0,74)	7,57
Transport et fluidification ²⁾	—	—	3,79	0,61
Charges d'exploitation ²⁾	5,62	13,32	42,03	12,64
Prix net opérationnel³⁾	71,80	27,15	95,57	68,90

(\$/bep, sauf indication contraire)	2021			
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Atlantique (\$/b)	Total – production extracôtière
Prix de vente ²⁾	72,44	64,52	91,01	74,75
Redevances ²⁾	4,25	14,93	6,07	5,96
Transport et fluidification ²⁾	—	—	3,02	0,54
Charges d'exploitation ²⁾	5,10	9,55	28,34	9,86
Prix net opérationnel³⁾	63,09	40,04	53,58	58,39

1) Les volumes de vente présentés, les valeurs unitaires connexes et les taux de redevance reflètent la participation de 40 % de Cenovus dans HCML. 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 épusement

En 2022, le total de la charge d'amortissement et d'épusement du secteur Production extracôtière s'est établi à 585 M\$ (492 M\$ en 2021). Le taux d'épusement moyen en 2022 s'est établi à 30,76 \$ par bep (25,62 \$ par bep en 2021).

Coûts de prospection

En 2022, nous avons comptabilisé des coûts de prospection de 91 M\$ attribuables essentiellement à une radiation de 58 M\$ découlant de notre décision de ne pas poursuivre la mise en valeur du bloc 15/33 en Chine, d'amendes liées à la résiliation du contrat de partage de la production pour le bloc 23/07 en Chine et de dépenses consacrées au projet Bay du Nord dans la région de l'Atlantique avant la sortie de ce dernier.

SECTEURS EN AVAL

Fabrication au Canada

En 2022, nous avons :

- assuré le déroulement sûr de notre exploitation;
- réalisé des activités de révision planifiées à l'usine de valorisation de Lloydminster et à la raffinerie de Lloydminster au deuxième trimestre;
- obtenu un taux d'utilisation cumulé moyen du brut de 84 % à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster. Ce taux s'explique par plusieurs interruptions non planifiées en 2022, en particulier à l'usine de valorisation;
- généré une marge d'exploitation de 699 M\$, soit une hausse de 126 M\$ par rapport à 2021, qui s'explique surtout par l'élargissement de l'écart lié à la mise en valeur ainsi que par la hausse des prix des distillats et de l'asphalte, ces facteurs étant contrebalancés en partie par l'incidence d'activités de révision et d'interruptions non planifiées sur les volumes de vente et les charges d'exploitation;
- la clôture de 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\$.

À la suite de la vente de notre réseau de points de vente de carburant au détail, nous avons conservé nos activités liées aux carburants commerciaux, qui, au 31 décembre 2022, comprenaient 170 établissements à carte-accès, services de livraison de carburant en vrac et relais routiers. Les activités liées aux carburants commerciaux et les activités liées aux points de vente de carburant au détail antérieures ont été intégrées au secteur Fabrication au Canada. Les activités de commercialisation du secteur Fabrication au Canada comportent des produits et services, une clientèle et des méthodes de distribution semblables à celles des activités liées aux carburants commerciaux et sont exécutées dans le même contexte réglementaire. Les activités liées aux carburants commerciaux comprennent des établissements à carte-accès, des services de livraison de carburant en vrac et des relais routiers partout au Canada.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2022	2021 ¹⁾	2020
Produits des activités ordinaires	7 792	6 215	82
Marchandises achetées	6 389	5 156	—
Marge brute²⁾	1 403	1 059	82
Charges			
Charges d'exploitation	704	486	37
Marge d'exploitation	699	573	45
Amortissement et épousément	208	226	8
Résultat sectoriel	491	347	37

1) Les résultats de la période antérieure ont fait l'objet d'une nouvelle présentation. En septembre 2022, la société s'est départie de la majorité de son réseau de points de vente de carburant au détail. Les résultats du secteur Vente ont été combinés à ceux du secteur Fabrication au Canada. Se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.

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

Sommaire des résultats d'exploitation

	2022	2021	2020
Capacité de production de pétrole brut lourd (kb/j)	110,5	110,5	—
Usine de valorisation de Lloydminster	81,5	81,5	—
Raffinerie de Lloydminster	29,0	29,0	—
Production de pétrole brut lourd (kb/j)	92,9	106,5	—
Usine de valorisation de Lloydminster	68,7	79,0	—
Raffinerie de Lloydminster	24,2	27,5	—
Taux d'utilisation du pétrole brut¹⁾ (%)	84	96	—
Production de produits raffinés (kb/j)	93,4	107,9	—
Écart lié à la mise en valeur²⁾	32,84	16,83	—
Marge d'affinage³⁾⁴⁾ (\$/b)	33,92	18,09	—
Usine de valorisation de Lloydminster ⁴⁾ (kb/j)	36,04	18,96	—
Raffinerie de Lloydminster ⁴⁾ (kb/j)	27,91	15,60	—
Charges d'exploitation unitaires⁵⁾ (\$/b)	13,91	7,55	—
Production d'éthanol (millions de litres/j)	0,8	0,7	—
Transport ferroviaire			
Volumes de chargement ⁶⁾ (kb/j)	1,8	12,1	30,4
Ventes de carburant⁷⁾			
Ventes de carburant (millions de litres/j)	6,2	6,9	—
Ventes de carburant par point de vente (milliers de litres/j)	15,0	13,0	—

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

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

3) Renferme une mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion. Les produits des activités ordinaires de l'usine de valorisation de Lloydminster pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 se sont chiffrés à 3,8 G\$ et (3,2 G\$ en 2021). Les produits des activités ordinaires de la raffinerie de Lloydminster pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 se sont chiffrés à 1,1 G\$ et (816 M\$ en 2021).

4) L'information des périodes comparatives est présentée de nouveau pour tenir compte des activités de commercialisation.

5) Mesure financière déterminée. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion. L'information comparative a été présentée de nouveau uniquement pour inclure les charges d'exploitation et la production à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster.

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

7) 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. Les volumes de vente de carburant totaux comprennent les activités liées aux points de vente de carburant antérieures et les activités liées aux carburants commerciaux restantes. Pour la période comprise entre le 14 septembre 2022 et le 31 décembre 2022, les activités liées aux carburants commerciaux ont généré des volumes de vente d'essence moyens de 0,7 million de litres par jour et des volumes de vente de diesel moyens de 4,6 millions de litres par jour, pour des volumes de vente totaux de 5,3 millions de litres par jour.

En 2022, la production de pétrole brut a diminué de 13,6 milliers de barils par jour comparativement à 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. Le temps froid ainsi que des interruptions opérationnelles non planifiées ont eu pour conséquence de réduire la production à l'usine de valorisation au quatrième trimestre de 2022. L'usine de revalorisation a renoué avec la pleine production à la mi-janvier 2023. De plus, des interruptions non planifiées temporaires ont eu lieu à l'usine de valorisation de Lloydminster aux premier et troisième trimestres de 2022.

Produits des activités ordinaires et marge brute

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

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

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

En 2022, les produits des activités ordinaires ont progressé de 1,6 G\$ pour atteindre 7,8 G\$, surtout en raison de la hausse des prix de référence du pétrole brut ainsi que des prix de l'asphalte et des produits industriels. De plus, les produits des activités ordinaires tirés de nos activités liées aux carburants commerciaux et de nos activités liées aux points de vente antérieures ont considérablement augmenté en raison de l'importante hausse du prix de référence de l'essence et du diesel. Cette hausse du total des produits des activités ordinaires d'un exercice à l'autre a été annulée en partie par la baisse des volumes de vente.

La marge brute a augmenté de 344 M\$ en 2022 par rapport à 2021 en raison de l'élargissement de l'écart lié à la mise en valeur et de la hausse des marges sur l'asphalte et les produits industriels. Cette augmentation d'un exercice à l'autre a été contrebalancée par la baisse des volumes de vente, le règlement de 55 M\$ relativement à un contrat d'achat ferme en 2021 et la réduction des activités au terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim.

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 se sont accrus en 2022 comparativement à 2021, surtout en raison des activités de révision planifiées et des interruptions de service, conjuguées à la hausse des coûts de l'énergie, des travaux de maintenance, de la main-d'œuvre et des produits chimiques.

La hausse des charges opérationnelles unitaires est principalement attribuable aux facteurs susmentionnés, conjuguées à la baisse de la production de pétrole brut. Les charges d'exploitation unitaires ne visent que les charges d'exploitation et la production à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster.

Amortissement et épusement

En 2022, la charge d'amortissement et d'épusement du secteur Fabrication au Canada s'est établie à 208 M\$, comparativement à 226 M\$ en 2021.

Fabrication aux États-Unis

En 2022, nous avons :

- assuré le fonctionnement sûr et fiable de nos actifs exploités;
- dégagé une marge d'exploitation de 1,7 G\$, soit une augmentation de 1,5 G\$ par rapport à 2021, en raison surtout de l'accroissement marqué des marges de craquage sur le marché;
- atteint un taux d'utilisation combiné moyen du brut de 90 % à la raffinerie de Lima;
- achevé, entre le mois d'avril et le début du mois d'août, d'importantes activités de révision planifiées à la raffinerie non exploitée de Toledo. Le 20 septembre 2022, un incident est survenu à la raffinerie de Toledo. La raffinerie demeure fermée dans un état sécuritaire;
- réalisé des activités de révision planifiées aux raffineries non exploitées de Wood River et de Borger aux premier et deuxième trimestres ainsi que des activités de révision planifiées supplémentaires à la raffinerie de Wood River en septembre et octobre;
- entrepris le redémarrage de la raffinerie de Superior en décembre 2022, lequel se poursuivra au cours du premier trimestre de 2023. Le retour à la pleine production de la raffinerie demeure prévu pour le deuxième trimestre de 2023.
- atteint un taux d'utilisation moyen du pétrole brut de 80 % et une production de pétrole brut de 400,8 milliers de barils par jour pour tous les actifs du secteur Fabrication aux États-Unis;
- engagé des dépenses d'investissement de 1,1 G\$ qui 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.

Le 8 août 2022, nous avons annoncé la conclusion d'une entente avec 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 80,0 milliers de barils par jour, dont 45,0 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. La clôture de cette transaction devrait avoir lieu à la fin de février 2023.

Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2022	2021	2020
Produits des activités ordinaires	30 310	20 043	4 733
Marchandises achetées	26 112	17 955	4 429
Marge brute¹⁾	4 198	2 088	304
Charges			
Charges d'exploitation	2 346	1 772	748
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	112	104	(21)
Marge d'exploitation	1 740	212	(423)
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	18	1	(1)
Amortissement et épusement	640	2 381	728
Résultat sectoriel	1 082	(2 170)	(1 150)

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

	2022	2021	2020
Capacité de production de pétrole brut (kb/j)	552,5	502,5	247,5
Raffinerie de Lima	175,0	175,0	—
Raffinerie de Superior ¹⁾	50,0	—	—
Raffinerie de Toledo ²⁾	80,0	80,0	—
Raffineries de Wood River et de Borger ²⁾	247,5	247,5	247,5
Production de pétrole brut (kb/j)	400,8	401,5	185,9
Raffinerie de Lima	157,9	126,9	—
Raffinerie de Superior ¹⁾	—	—	—
Raffinerie de Toledo ²⁾	36,3	69,9	—
Raffineries de Wood River et de Borger ²⁾	206,6	204,7	185,9
Production par produit (kb/j)			
Pétrole brut lourd	116,1	138,7	74,6
Pétrole brut léger et moyen	284,7	262,8	111,3
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	80	80	75
Marge de raffinage³⁾⁴⁾ (\$/b)	28,70	14,25	4,47
Charges d'exploitation unitaires⁴⁾⁵⁾ (\$/b)	16,04	12,09	11,00

1) Les activités de redémarrage de la raffinerie de Superior ont commencé en décembre 2022. La capacité permise est de 50,0 kb/j et n'est pas comprise dans le calcul du taux d'utilisation du pétrole brut.

2) Rend compte de la participation de 50 % de Cenovus dans les raffineries non exploitées de Wood River, de Borger et de Toledo.

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

4) 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.

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

En 2022, le taux d'utilisation du pétrole brut total pour le secteur s'est établi à 80 % (80 % en 2021).

- Des difficultés opérationnelles imprévues ont eu lieu à la raffinerie de Lima au premier trimestre à la suite des activités de révision ayant eu lieu vers la fin de 2021. La raffinerie a donné un bon rendement pour le reste de l'exercice, jusqu'aux événements liés à la tempête hivernale Elliott en décembre. La raffinerie de Lima a renoué avec ses taux habituels en janvier 2023. En 2022, le taux d'utilisation du pétrole brut s'est établi à 90 % (73 % en 2021).
- À la raffinerie de Toledo, nous avons réalisé d'importantes activités de révision planifiées en avril, la raffinerie ayant renoué avec ses taux normaux à la mi-août. Le 20 septembre 2022, un incident est survenu à la raffinerie de Toledo. La raffinerie demeure fermée dans un état sécuritaire. Le taux d'utilisation du pétrole brut s'est établi à 45 % en 2022 (87 % en 2021).
- Nous avons réalisé deux activités de révision planifiées à la raffinerie de Wood River en 2022. L'activité de révision du printemps a été retardée en raison du temps froid, ce qui a entraîné une pénurie de main-d'œuvre et des dépassements de coûts. La deuxième activité de révision planifiée a eu lieu en septembre et en octobre. En décembre 2022, un incident est survenu à la raffinerie de Wood River ayant réduit sa production. Le taux d'utilisation du pétrole brut est en hausse constante depuis la première semaine de janvier 2023, et la raffinerie est actuellement en mesure de générer une production presque normale. La raffinerie devrait renouer avec sa production normale au deuxième trimestre de 2023.
- Nous avons réalisé une activité de révision planifiée à la raffinerie de Borger aux premier et deuxième trimestres de 2022. De plus, des interruptions opérationnelles non planifiées ont eu lieu à la raffinerie au quatrième trimestre de 2022. La raffinerie a renoué avec sa production normale en janvier 2023.
- Le taux d'utilisation de pétrole brut combiné pour les raffineries de Wood River et de Borger s'est établi à 83 % (83 % en 2021).

Au début de l'exercice, les taux d'utilisation ont été réduits aux raffineries de Toledo, de Lima et de Wood River en raison de faibles marges de craquage sur le marché. En décembre, la production de tous les sites du secteur Fabrication aux États-Unis a subi l'incidence significative du temps extrêmement froid. Les raffineries de Wood River et de Borger ont également subi les répercussions d'interruptions de services sur les pipelines de tiers qui transportent la charge d'alimentation jusqu'aux raffineries. Le temps froid a également eu des répercussions sur la raffinerie de Toledo, retardant le démarrage de certains secteurs opérationnels pouvant être redémarrés.

Le redémarrage de la raffinerie de Superior a commencé en décembre 2022 et se poursuivra au cours du premier trimestre de 2023. Le retour à la pleine production de la raffinerie est prévu pour le deuxième trimestre de 2023.

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 10,3 G\$ pour s'établir à 30,3 G\$ en 2022, comparativement à 2021. Cette augmentation s'explique essentiellement par la hausse marquée des prix de référence des produits raffinés.

La marge brute s'est accrue de 2,1 G\$ pour s'établir à 4,2 G\$ en 2022, comparativement à 2021, en raison surtout de l'amélioration marquée des marges de craquage sur le marché. En 2022, le coût des NIR s'est élevé à 1,1 G\$ (880 M\$ en 2021). Le prix moyen des NIR s'est établi à 7,72 \$ US par baril en 2022, comparativement à 6,76 \$ US en 2021.

En 2022, nous avons réalisé des pertes liées à la gestion des risques de 112 M\$ (104 M\$ en 2021) qui comprenaient une perte de 36 M\$ liée à la liquidation anticipée de positions sur le WTI au cours du deuxième trimestre. En 2022, nous avons comptabilisé des pertes latentes de 18 M\$ (1 M\$ en 2021) au titre des instruments financiers liés au pétrole brut et aux produits raffinés.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation en 2022 ont été les coûts de la main-d'œuvre, des réparations et de la maintenance ainsi que les coûts de l'énergie.

Les charges d'exploitation ont augmenté de 574 M\$ en 2022 par rapport à 2021. Cette hausse est essentiellement attribuable aux coûts liés à ce qui suit :

- les activités de révision planifiées aux raffineries de Toledo, de Wood River et de Borger;
- les activités de maintenance et de préparation accrues à la raffinerie de Superior alors que nous nous préparons au redémarrage;
- la hausse des prix de l'énergie et des services publics;
- la hausse des coûts de la main-d'œuvre et des produits chimiques.

En 2022, les charges d'exploitation unitaires ont augmenté de 3,95 \$ par baril de pétrole brut par rapport à 2021. Cette hausse est principalement attribuable aux facteurs susmentionnés. Les charges d'exploitation de la raffinerie de Superior sont comprises dans les charges d'exploitation unitaires.

Amortissement et épuisement

La charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Fabrication aux États-Unis s'est établie à 640 M\$ en 2022, comparativement à 2,4 G\$ en 2021. La charge d'amortissement et d'épuisement a diminué comparativement à celle de 2021 en raison d'une perte de valeur de 1,9 G\$ comptabilisée au quatrième trimestre de 2021 pour les unités génératrices de trésorerie (« UGT ») de Lima, de Wood River et de Borger. Au quatrième trimestre de 2022, nous avons comptabilisé une perte de valeur nette de 266 M\$. Se reporter à la note 11 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

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

- des profits latents liés à la gestion des risques de 89 M\$ en 2022 (18 M\$ en 2021) se rapportant à des contrats d'énergie renouvelable et à des contrats de gestion des risques de change;
- des pertes réalisées liées à la gestion des risques de 31 M\$ aux termes des contrats de gestion des risques de change. Les pertes réalisées de 101 M\$ en 2021 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)

	2022	2021	2020
Frais généraux et frais d'administration	865	849	292
Charges financières	820	1 082	536
Produit d'intérêts	(81)	(23)	(9)
Coûts d'intégration et de transaction	106	349	29
(Profit) perte de change, montant net	343	(174)	(181)
(Profits) de réévaluation	(549)	—	—
Réévaluation des paiements conditionnels	162	575	(80)
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(269)	(229)	(81)
Autres (produits) charges, montant net	(532)	(309)	40
	865	2 120	546

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, compte non tenu de la charge de rémunération fondée sur des actions, ont diminué de 198 M\$ d'un exercice à l'autre, en raison surtout d'une provision au titre de primes incitatives pour l'atteinte des cibles liées aux synergies en 2021. La charge de rémunération fondée sur des actions a subi une hausse considérable, soit de 214 M\$, en raison de la variation du cours de nos actions en 2022. Le cours de clôture de nos actions ordinaires le 31 décembre 2022 était de 26,27 \$, soit une hausse par rapport au cours de 15,51 \$ le 31 décembre 2021.

Charges financières

Les charges financières ont diminué de 262 M\$ en 2022 par rapport à 2021 essentiellement en raison de remboursements sur la dette ayant permis de diminuer la dette à long terme de la société en 2022 comparativement à 2021. Par ailleurs, un escompte net au remboursement de titres d'emprunt à long terme de 29 M\$ a été comptabilisé en 2022. En comparaison, nous avons comptabilisé une prime nette au remboursement de titres d'emprunt à long terme de 121 M\$ en 2021. Se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur la dette à long terme.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette s'est établi à 4,7 % (4,6 % en 2021).

Coûts d'intégration et de transaction

En 2022, nous avons engagé des coûts d'intégration de 90 M\$ par suite de l'arrangement, compte non tenu des dépenses d'investissement, comparativement à 349 M\$ en 2021. L'intégration de Cenovus et de Husky est pratiquement achevée.

En 2022, nous avons engagé des coûts d'intégration totaux¹⁾ par suite de l'arrangement de 95 M\$ qui comprennent les dépenses d'investissement (402 M\$ en 2021).

Des coûts de transaction de 16 M\$ ont été comptabilisés en résultat net pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 relativement à l'acquisition de Sunrise et à l'acquisition imminente de Toledo.

Change

(en millions de dollars)	2022	2021	2020
(Profit) perte de change latent	365	(312)	(131)
(Profit) perte de change réalisé	(22)	138	(50)
	343	(174)	(181)

En 2022, des pertes de change latentes de 365 M\$ ont été comptabilisées principalement par suite de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Des profits de change réalisés de 22 M\$ ont été comptabilisés en 2022 relativement à des profits nets au titre du fonds de roulement, annulés par les pertes subies lors du remboursement sur la dette à long terme.

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 5 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.

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

Réévaluation des paiements conditionnels

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. Nous avons versé en 2022 un montant de 631 M\$ aux termes de cette entente, qui a été comptabilisé à titre d'entrée de trésorerie liée aux activités d'exploitation, en réduction des fonds provenant de l'exploitation ajustés.

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 au cours d'un trimestre. Le paiement trimestriel est 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 est 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.

Au 31 décembre 2022, la juste valeur du paiement variable a été évaluée à 419 M\$, ce qui a donné lieu à un profit de réévaluation hors trésorerie de 89 M\$. La première période trimestrielle s'est terminée le 30 novembre 2022. Au 31 décembre 2022, le montant exigible en vertu de cette entente se chiffrait à 92 M\$.

Au 31 décembre 2022, le prix à terme moyen du WCS pour la durée restante du paiement variable était d'environ 72,79 \$ le baril.

(Profit) perte à la sortie d'actifs

En 2022, nous avons comptabilisé un profit à la sortie d'actifs de 269 M\$ (229 M\$ en 2021) en raison de la clôture de la vente de nos actifs de Tucker et de Wembley au premier trimestre, de la sortie d'actifs représentant 12,5 % de notre participation dans le champ White Rose et ses extensions satellites au deuxième trimestre ainsi que de la sortie de 337 stations-service au sein de notre réseau de vente au détail de carburant au troisième trimestre.

Autres (produits) charges, montant net

En 2022, les autres produits ont augmenté de 223 M\$ par rapport à 2021, essentiellement en raison d'un produit d'assurance en lien avec les incidents ayant eu lieu en 2018 à la raffinerie de Superior et dans la région de l'Atlantique et d'un financement reçu du gouvernement de l'Alberta dans le cadre de son programme de remise en état des sites, qui offre aux entités admissibles du financement pour abandonner et remettre en état les sites d'exploitation pétrolière et gazière. Cette hausse a été contrebalancée en partie par le règlement d'un litige en faveur de Cenovus au troisième trimestre de 2021.

Amortissement et épuisement

La charge d'amortissement et d'épuisement de l'exercice clos le 31 décembre 2022 s'est établie à 113 M\$ (118 M\$ en 2021).

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Impôt exigible			
Canada	1 252	104	(14)
États-Unis	104	—	1
Région de l'Asie-Pacifique	262	171	—
Autres pays	21	1	—
Charge (produit) d'impôt exigible	1 639	276	(13)
Charge (produit) d'impôt différé	642	452	(838)
Total de la charge (du produit) d'impôt	2 281	728	(851)

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 l'exercice clos le 31 décembre 2022, la société a comptabilisé une charge d'impôt exigible liée à l'exploitation pour tous les territoires où Cenovus exerce ses activités. Cette augmentation est attribuable à la hausse du résultat par rapport à celui de 2021 et aux déductions fiscales pouvant être appliquées dans le calcul du résultat imposable ainsi qu'aux pertes pouvant être appliquées en réduction du résultat imposable.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2022				2021			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Prix moyens des marchandises (\$ US/b)								
Brent daté	88,71	100,85	113,78	101,41	79,73	73,47	68,83	60,90
WTI	82,65	91,55	108,41	94,29	77,19	70,56	66,07	57,84
WCS à Hardisty	56,99	71,69	95,61	79,76	62,55	56,98	54,58	45,37
Chicago – marges de craquage 3-2-1	32,87	38,87	46,50	18,35	16,06	20,67	20,50	12,93
NIR	8,54	8,11	7,80	6,44	6,11	7,32	8,12	5,49
Volumes de production en amont								
Bitume (kb/j)	593,5	568,2	540,3	578,8	606,0	576,5	528,6	532,9
Pétrole brut lourd (kb/j)	15,8	16,8	16,4	16,2	18,9	20,5	20,8	20,5
Pétrole brut léger (kb/j)	17,1	16,0	20,8	21,9	17,8	22,6	24,4	25,6
LGN (kb/j)	38,5	32,1	36,7	37,6	35,6	35,5	41,1	41,1
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	852,0	868,7	882,2	865,3	883,5	897,9	905,6	894,9
Total – volumes de production (kbep/j)	806,9	777,9	761,5	798,6	825,3	804,8	765,9	769,3
Fabrication en aval – production de pétrole brut¹⁾ (kb/j)	473,5	533,5	457,3	501,8	469,9	554,1	539,0	469,1
Produits des activités ordinaires²⁾	14 063	17 471	19 165	16 198	13 726	12 701	10 637	9 293
Marge d'exploitation³⁾	2 782	3 339	4 678	3 464	2 600	2 710	2 184	1 879
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 970	4 089	2 979	1 365	2 184	2 138	1 369	228
Fonds provenant de l'exploitation ajustés³⁾	2 346	2 951	3 098	2 583	1 948	2 342	1 817	1 141
Par action – de base ³⁾ (\$)	1,22	1,53	1,57	1,30	0,97	1,16	0,90	0,57
Par action – dilué ³⁾ (\$)	1,19	1,49	1,53	1,27	0,97	1,15	0,89	0,56
Dépenses d'investissement	1 274	866	822	746	835	647	534	547
Fonds provenant de l'exploitation disponibles³⁾	1 072	2 085	2 276	1 837	1 113	1 695	1 283	594
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles³⁾⁴⁾	786	1 756	2 020	2 615	1 169	1 626	1 244	462
Résultat net⁵⁾	784	1 609	2 432	1 625	(408)	551	224	220
Par action – de base (\$)	0,40	0,83	1,23	0,81	(0,21)	0,27	0,11	0,10
Par action – dilué (\$)	0,39	0,81	1,19	0,79	(0,21)	0,27	0,11	0,10
Total de l'actif	55 869	55 086	55 894	55 655	54 104	54 594	53 384	53 378
Total des passifs à long terme	20 259	19 378	20 742	21 889	23 191	22 929	22 972	24 266
Dettes à long terme, y compris la partie courante	8 691	8 774	11 228	11 744	12 385	12 986	13 380	13 947
Dettes nettes	4 282	5 280	7 535	8 407	9 591	11 024	12 390	13 340
Rendement en numéraire pour les actionnaires								
Actions ordinaires – dividendes de base	201	205	207	69	70	35	36	35
Dividendes de base par action ordinaire (\$)	0,105	0,105	0,105	0,035	0,035	0,018	0,018	0,018
Actions ordinaires – dividendes variables	219	—	—	—	—	—	—	—
Dividendes variables par action ordinaire (\$)	0,114	—	—	—	—	—	—	—
Achat d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique	387	659	1 018	466	265	—	—	—
Dividendes sur actions privilégiées ⁶⁾	—	9	8	9	8	9	8	9

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

2) Les résultats de la période comparative ont été rajustés afin de mieux rendre compte des frais de fluidification. Se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.

3) 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.

4) Nouvelle mesure utilisée depuis le 30 juin 2022 pour déterminer le rendement pour les actionnaires.

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

6) Les dividendes sur les actions privilégiées déclarés le 1^{er} novembre 2022 ont été versés le 3 janvier 2023.

Comparaison des résultats d'exploitation du quatrième trimestre de 2022 et du quatrième trimestre de 2021

Le sommaire ci-dessous compare les résultats financiers et d'exploitation du trimestre clos le 31 décembre 2022 par rapport à la période correspondante de 2021.

Volumes de production en amont

La production totale des secteurs en amont a diminué de 18,4 milliers de bep par jour au quatrième trimestre de 2022 par rapport à la période correspondante de 2021.

La production de pétrole brut du secteur Sables bitumineux a diminué de 15,6 milliers de barils par jour en 2022 par rapport à la période correspondante de 2021, pour s'établir à 609,3 milliers de barils par jour. Cette baisse est essentiellement attribuable à la vente de l'actif de Tucker le 31 janvier 2022. La production de pétrole brut au moment de la vente était d'environ 20 milliers de barils par jour. Par ailleurs, la production a diminué à Foster Creek, des sommets de production ayant été atteints au quatrième trimestre de 2021 en raison de la mise en service de nouveaux puits. Cette baisse a été contrebalancée par l'acquisition de Sunrise le 31 août 2022 et par la production de l'usine thermique de Spruce Lake North d'environ 12,0 milliers de barils par jour au quatrième trimestre de 2022. Au quatrième trimestre de 2022, nous avons vendu environ 25 % (20 % en 2021) des volumes de pétrole brut que nous tirons des sables bitumineux à des destinations aux États-Unis afin d'améliorer notre prix de vente réalisé.

La production que nous tirons des hydrocarbures classiques s'est chiffrée à 125,5 milliers de bep par jour en 2022, ce qui est stable par rapport à celle de 125,3 milliers de bep par jour en 2021. La baisse de la production attribuable à la vente d'actifs au premier trimestre de 2022 a été annulée par un nombre net de 36 nouveaux puits mis en production au cours de l'exercice 2022 ainsi que par la production de puits remis en exploitation ou reconditionnés.

La production extracôtière s'est établie à 70,2 milliers de bep par jour en 2022, contre 73,1 milliers de bep par jour en 2021. Cette baisse s'explique essentiellement par la restructuration de notre participation directe dans le champ White Rose au deuxième trimestre de 2022 conjuguée à la modification de contrats en Chine. Cette baisse a été annulée en partie par la première production de gaz aux champs MBH et MDA en Indonésie au quatrième trimestre de 2022.

Production des secteurs en aval

La production de pétrole brut est demeurée stable au quatrième trimestre de 2022 par rapport à celle de la période correspondante de 2021.

La production du secteur Fabrication au Canada a diminué de 14,0 milliers de barils par jour, pour s'établir à 94,3 milliers de barils par jours en 2022. Le temps froid ainsi que des interruptions opérationnelles non planifiées ont eu pour effet de réduire la production à l'usine de valorisation au quatrième trimestre de 2022. L'usine de revalorisation a renoué avec la pleine production à la mi-janvier 2023. Des interruptions non planifiées mineures ont eu lieu à la raffinerie de Lloydminster au quatrième trimestre de 2022, mais celle-ci a bien fonctionné en décembre et au début de 2023.

La production du secteur Fabrication aux États-Unis a augmenté de 17,6 milliers de barils par jour comparativement à celle de 2021, pour s'établir à 379,2 milliers de barils par jour, essentiellement en raison de l'achèvement d'activités de révision planifiées à la raffinerie de Lima au quatrième trimestre de 2021. Cette hausse a été annulée en partie par des difficultés opérationnelles imprévues, par l'incidence de conditions météorologiques et par les interruptions de services de tiers s'étant répercutées sur les raffineries de Lima, de Wood River et de Borger en décembre, ainsi que par la fermeture de la raffinerie de Toledo et par le taux de production réduit à la raffinerie de Wood River en décembre en raison d'un incident lié à l'exploitation.

Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires ont augmenté de 337 M\$ en 2022 comparativement à 2021, pour s'établir à 14,1 G\$. Les produits des activités ordinaires des secteurs en aval se sont accrus de 370 M\$, principalement en raison de la hausse du prix des produits raffinés. Les produits des activités ordinaires des secteurs en amont sont demeurés stables par rapport à ceux de 2021, la hausse des prix réalisés dans le secteur Hydrocarbures classiques ayant été annulée par la baisse des volumes de vente dans la région de l'Atlantique. Les produits des activités ordinaires du secteur Sables bitumineux sont demeurés stables par rapport à ceux de 2021 en raison de la constance des volumes de vente et des prix réalisés d'un exercice à l'autre.

Marge d'exploitation

La marge d'exploitation a augmenté au quatrième trimestre de 2022 en raison de la hausse des marges de raffinage tirées de nos activités en aval attribuable à l'accroissement des marges de craquage sur le marché. Cette augmentation est en partie annulée par :

- une augmentation des frais de fluidification en raison de la hausse du prix des condensats ayant eu une incidence sur le secteur Sables bitumineux;
- la hausse du coût des numéros d'identification renouvelables (« NIR ») ayant eu une incidence sur notre secteur Fabrication aux États-Unis;
- la hausse des frais de transport pour nos activités en amont en raison de l'augmentation des tarifs et de la hausse des frais de transport ferroviaire attribuable à des interruptions de services sur les pipelines au cours du trimestre.

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

Les entrées de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont été considérablement plus élevés en 2022 en raison de l'augmentation de la marge d'exploitation susmentionnée et de l'absence de paiements conditionnels trimestriels en 2022 (119 M\$ en 2021). La hausse a été annulée en partie par l'accroissement de l'impôt sur le résultat en trésorerie en 2022.

Les entrées de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont également augmenté, la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement ayant augmenté de 402 M\$ comparativement à 2021. Cette hausse est attribuable et à une diminution des créances clients et à une augmentation de l'impôt sur le résultat à payer, ces facteurs ayant été annulés en partie par une diminution des comptes créditeurs au 31 décembre 2022 par rapport au 30 septembre 2022.

Résultat net

Le résultat net comptabilisé au quatrième trimestre de 2022 s'est établi à 784 M\$, comparativement à une perte de 408 M\$ en 2021, pour les raisons suivantes :

- des charges de dépréciation nettes de 266 M\$ comptabilisées au quatrième trimestre de 2022, comparativement à des charges de dépréciation nettes de 1,6 G\$ comptabilisées au quatrième trimestre de 2021.
- la hausse de la marge d'exploitation susmentionnée.

Cette augmentation est en partie annulée par :

- des pertes latentes liées à la gestion des risques de 37 M\$ en 2022 (profit de 222 M\$ en 2021);
- la hausse du profit sur la sortie d'actifs en 2021.

Dépenses d'investissement

Au quatrième trimestre de 2022, les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 1,3 G\$ comparativement à 835 M\$ au quatrième trimestre de 2021. Cette augmentation s'explique essentiellement par des dépenses d'investissement plus élevées pour nos activités en amont, notamment un investissement plus élevé dans Sunrise à la suite de la clôture de l'acquisition de Sunrise, des dépenses plus élevées pour Foster Creek, Christina Lake et pour les actifs de production par méthode thermique de Lloydminster, l'augmentation des forages dans le secteur Hydrocarbures classiques et les travaux relatifs au projet West White Rose.

Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles

L'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles s'est établi à 786 M\$ au quatrième trimestre de 2022 (1,2 G\$ en 2021). Cette diminution est attribuable à l'augmentation des dépenses d'investissement et aux dividendes de base versés en 2022, ces facteurs étant annulés en partie par la hausse des fonds provenant de l'exploitation ajustés en 2022.

RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ

Au 31 décembre 2022 (avant redevances)	Bitume ¹⁾ (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ²⁾ (Gpi ³⁾)	Total (Mbep)
Réserves prouvées totales	5 592	42	82	2 194	6 082
Réserves probables	2 448	129	39	1 029	2 787
Total – réserves prouvées et probables	8 040	171	121	3 223	8 869

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

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

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

Les faits saillants survenus en 2022, comparativement à 2021, sont notamment les suivants :

- Les réserves prouvées totales brutes et les réserves prouvées et probables totales brutes de bitume se sont accrues respectivement de 19 millions de barils et de 617 millions de barils. Ces augmentations sont attribuables aux entrées d'actifs à la suite de l'approbation réglementaire à Foster Creek, à l'acquisition de Sunrise et à l'amélioration de la reprise des actifs de Sunrise et des actifs de production par méthode thermique Lloydminster, ces facteurs étant contrebalancés en partie par la vente de l'actif de Tucker et de sa production pour l'exercice.
- Les réserves prouvées totales brutes et les réserves prouvées et probables totales brutes de pétrole léger et moyen ont diminué de 3 millions de barils et de 26 millions de barils, respectivement. Ces diminutions s'expliquent par la sortie de la participation directe de 12,5 % de la société dans le champ White Rose et ses extensions satellites ainsi que par la vente de l'actif de Wembley et de sa production pour l'exercice, ces facteurs étant annulés en partie par les entrées d'actifs à la suite de mises à jour de programmes de mise en valeur du secteur Hydrocarbures classiques dans la région de l'Atlantique.
- Les réserves prouvées totales brutes et les réserves prouvées et probables totales brutes de LGN ont diminué de 7 millions de barils chacune, en raison de sorties d'actifs du secteur Hydrocarbures classiques et de leur production pour l'exercice, annulées en partie par des entrées d'actifs à la suite de mises à jour du programme de mise en valeur et de facteurs économiques liés à la hausse du prix des produits dans le secteur Hydrocarbures classiques.
- Les réserves prouvées totales brutes de gaz naturel classique ont diminué de 25 millions de pieds cubes, en raison de la vente de l'actif de Wembley et de sa production pour l'exercice, annulée en partie par des mises à jour des programmes de mise en valeur, l'amélioration de la reprise et des facteurs économiques liés à l'amélioration des prix des produits dans le secteur Hydrocarbures classiques. Les réserves prouvées et probables brutes de gaz naturel classique ont augmenté de 45 millions de pieds cubes, en raison de mises à jour des programmes de mise en valeur et de facteurs économiques liés à l'amélioration des prix des produits dans le secteur Hydrocarbures classiques, ces facteurs étant annulés en partie par la vente de l'actif de Wembley et de sa production pour l'exercice.

Les données relatives aux réserves présentées en date du 31 décembre 2022 se fondent sur une moyenne des prévisions (la « moyenne prévisionnelle des ERIA ») établies par McDaniel & Associates Consultants Ltd., GLJ Ltd. et Sproule Associates Limited. La moyenne prévisionnelle des ERIA à l'égard des prix et des coûts est datée du 1^{er} janvier 2023. L'information comparative au 31 décembre 2021 se fonde sur la moyenne prévisionnelle des ERIA à l'égard des prix et des coûts établie au 1^{er} janvier 2022.

D'autres informations sur l'évaluation de nos réserves et la communication de l'information connexe, conformément au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*, sont présentées dans la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2022. La notice annuelle se trouve sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov, ainsi que sur notre site Web à l'adresse cenovus.com. Les risques et incertitudes importants associés à l'estimation des réserves sont exposés aux sections « Gestion des risques et facteurs de risque » et « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Au cours 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 du prix des marchandises.

Nous prévoyons financer nos besoins en trésorerie à court terme au moyen des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation, de l'utilisation prudente de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et d'autres sources de liquidités. Il s'agit notamment de prélèvements sur nos facilités de crédit engagées, de prélèvements sur nos facilités remboursables à vue non engagées et d'autres occasions commerciales ou financières qui offrent un accès rapide au financement pour étayer les flux de trésorerie. Nous entendons bien conserver les notes de crédit d'excellente qualité que nous ont accordées S&P Global Ratings, Moody's Investors Services, DBRS Morningstar 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)	2022	2021	2020
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :			
Activités d'exploitation	11 403	5 919	273
Activités d'investissement	(2 314)	(942)	(863)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	9 089	4 977	(590)
Activités de financement	(7 676)	(2 507)	837
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en monnaies étrangères	238	25	(55)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	1 651	2 495	192
(en millions de dollars)	2022	2021	2020
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4 524	2 873	378
Dette totale	8 806	12 464	7 562

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour l'exercice clos le 31 décembre 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, à la baisse des charges financières ainsi qu'à la diminution des coûts d'intégration et de transaction.

Compte non tenu du paiement conditionnel, notre fonds de roulement ajusté s'élevait à 4,7 G\$ au 31 décembre 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 et des stocks, ce facteur ayant été annulé en partie par la hausse du passif d'impôt et la baisse des comptes débiteurs.

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 en 2022 par rapport à 2021, surtout en raison des dépenses d'investissement plus élevées, de la trésorerie versée à l'acquisition de Sunrise en 2022 et de la trésorerie acquise dans le cadre de l'arrangement en 2021. Cette hausse a été en partie annulée par le produit de la sortie d'actifs plus élevé en 2022.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement.

Dans le cadre de notre stratégie de désendettement en 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 respectivement 115 M\$ US et 269 M\$ US; nous avons payé une prime au rachat de 18 M\$ US;
- versé un montant de 750 M\$ pour racheter au pair le montant total du capital de nos billets non garantis à 3,55 % échéant en 2025;
- versé un montant de 2,2 G\$ US pour acheter des billets non garantis échéant entre 2025 et 2043 et assortis d'une prime de 23 M\$ US.

En 2022, les prélèvements sur les facilités remboursables à vue non engagées dont dispose WRB Refining LP ont porté le montant net des emprunts à court terme à 34 M\$.

En 2022, la société a racheté, dans le cadre de l'offre publique, 112 millions d'actions ordinaires au cours moyen pondéré en fonction du volume de 22,49 \$ par action ordinaire pour un total de 2,5 G\$ (265 M\$ au 31 décembre 2021). Les actions ordinaires ont par la suite été annulées. En 2022, nous avons versé sur nos actions ordinaires des dividendes de base de 682 M\$ et des dividendes variables de 219 M\$.

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

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Exercices clos les		
	31 décembre	2021	2022	2021	2020
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 970	2 184	11 403	5 919	273
(Ajouter) déduire :					
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(49)	(35)	(150)	(102)	(42)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	673	271	575	(1 227)	198
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	2 346	1 948	10 978	7 248	117
Dépenses d'investissement	1 274	835	3 708	2 563	841
Fonds provenant de l'exploitation disponibles	1 072	1 113	7 270	4 685	(724)
Ajouter (déduire) :					
Dividendes de base versés sur les actions ordinaires	(201)	(70)			
Dividendes versés sur les actions privilégiées	—	(8)			
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(49)	(35)			
Remboursement du capital des contrats de location	(74)	(78)			
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(7)	—			
Produit de la sortie d'actifs	45	247			
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles	786	1 169			

Cible de rendement pour les actionnaires

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		
	31 décembre 2022	30 septembre 2022	30 juin 2022
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles	786	1 756	2 020
Rendement cible ¹⁾	393	878	1 010
Déduire : Rachat d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique	(387)	(659)	(1 018)
Montant disponible aux fins des dividendes variables	6	219	(8)

1) D'après notre structure de répartition des capitaux, puisque notre dette nette au 30 septembre 2022, 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.

Au quatrième trimestre de 2022, nous avons versé des dividendes variables de 219 M\$. Les rachats d'actions ont donné lieu à un rendement pour les actionnaires s'établissant à moins de 50 M\$ du rendement cible du quatrième trimestre, de sorte qu'aucun dividende variable n'a été déclaré pour le trimestre.

Emprunts à court terme

Au 31 décembre 2022, des prélèvements de 170 M\$ US avaient été effectués sur la facilité remboursable à vue non engagée de WRB, soit une quote-part de 85 M\$ US (115 M\$ CA) pour la société (125 M\$ US au 31 décembre 2021, soit une quote-part pour la société de 63 M\$ US (79 M\$ CA)).

Dettes à long terme et dette totale

Au 31 décembre 2022, la dette totale s'établissait à 8,8 G\$ (12,5 G\$ au 31 décembre 2021), dont une tranche de 8,7 G\$ représente la dette à long terme (12,4 G\$ au 31 décembre 2021). La diminution de la dette totale et de la dette à long terme est attribuable au rachat d'un montant en capital de 2,6 G\$ US et de 750 M\$ relativement aux billets non garantis en circulation en 2022.

Au 31 décembre 2022, nous respectons toutes les conditions de nos conventions d'emprunt.

Sources de liquidités disponibles

Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 31 décembre 2022 :

(en millions de dollars)	Échéance	Montant disponible
Trésorerie et équivalents de trésorerie	s. o.	4 524
Facilité de crédit engagée¹⁾		
Facilité de crédit renouvelable – tranche A	10 novembre 2026	3 700
Facilité de crédit renouvelable – tranche B	10 novembre 2025	1 800
Facilités remboursables à vue non engagées²⁾		
Cenovus Energy Inc. ³⁾	s. o.	1 002
WRB Refining LP ⁴⁾	s. o.	190

1) Aucun montant n'avait été prélevé sur la facilité de crédit engagée au 31 décembre 2022 (néant au 31 décembre 2021).

2) Le 24 novembre 2022, la société a annulé la facilité de crédit remboursable à vue non engagée de SOSIP.

3) 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 31 décembre 2022, des lettres de crédit en cours totalisant 490 M\$ (565 M\$ au 31 décembre 2021) étaient émises; aucun emprunt direct n'avait été prélevé.

4) Représente la tranche de 50 % de Cenovus du montant de 450 M\$ US (notre quote-part s'établissant à 225 M\$ US) pouvant servir à combler ses besoins en fonds de roulement à court terme. Au 31 décembre 2022, des prélèvements de 170 M\$ US avaient été effectués sur ces facilités, soit une quote-part de 85 M\$ US (115 M\$ CA) pour la société (125 M\$ US au 31 décembre 2021, soit une quote-part pour la société de 63 M\$ US (79 M\$ CA)).

Le 10 novembre 2022, Cenovus a modifié sa facilité de crédit engagée en vigueur pour en réduire la capacité de 500 M\$ et la ramener à 5,5 G\$ et en reporter les dates d'échéance.

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

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

Au 31 décembre 2022, le capital de nos billets non garantis libellés en dollars américains toujours en circulation s'établissait à 4,8 G\$ US, et le capital de nos billets non garantis libellés en dollars canadiens toujours en circulation s'établissait à 2,0 G\$.

	Billets non garantis	
	Libellés en dollars américains (en millions de dollars américains)	Libellés en dollars canadiens (en millions de dollars)
Au 31 décembre 2021	7 385	2 750
Rachats	(2 558)	(750)
Au 31 décembre 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 31 décembre 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 le ratio dette nette/capitaux permanents, le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et le ratio dette nette/BAIIA ajusté. Se reporter à la note 26 annexe aux états financiers consolidés 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, dans le contexte du ratio dette nette/BAIIA ajusté, correspond au bénéfice net avant les charges financières, déduction faite des intérêts capitalisés, des produits d'intérêts, de la charge (du 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.

	2022	2021	2020
Ratio dette nette/capitaux permanents (%)	13	29	30
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés (fois)	0,4	1,3	61,4
Ratio dette nette/BAIIA ajusté (fois)	0,3	1,2	11,9

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 31 décembre 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.

Notre ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et notre ratio dette nette/BAIIA ajusté au 31 décembre 2022 ont diminué depuis le 31 décembre 2021 en raison de la marge d'exploitation supérieure et de la dette nette moins élevée. 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 à base d'actions

Au 31 décembre 2022, environ 1 909 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 32 annexe aux états financiers consolidés 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 entre le 9 novembre 2021 et le 8 novembre 2022. Le 7 novembre 2022, nous avons renouvelé le programme d'offre publique visant à racheter un nombre supplémentaire de 136,7 millions d'actions ordinaires de la société entre le 9 novembre 2022 et le 8 novembre 2023. En 2022, Cenovus a racheté et annulé 112 millions d'actions ordinaires en contrepartie de 2,5 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 22,49 \$ l'action ordinaire. Le surplus d'apport a été réduit de 1,6 G\$ (120 M\$ au 31 décembre 2021), soit l'excédent du prix d'achat des actions ordinaires sur leur valeur comptable moyenne. Entre le 1^{er} janvier 2023 et le 13 février 2023, la société a racheté un nombre supplémentaire de 1,4 million d'actions ordinaires en contrepartie de 36,8 M\$. Au 13 février 2023, 123,8 millions d'actions ordinaires demeurent disponibles aux fins de rachat aux termes de l'offre publique de 2023.

Au 31 décembre 2022, environ 56 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 32 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.

Se reporter à la note 34 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information au sujet de nos régimes d'options sur actions, de notre régime d'unités d'actions liées au rendement, de notre régime d'unités d'actions de négociation restreinte et de notre régime d'unités d'actions différées.

Nos actions en circulation se présentent comme suit :

Au 13 février 2023	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
Actions ordinaires	1 907 867	s. o.
Bons de souscription de Cenovus	55 691	s. o.
Actions privilégiées de premier rang de série 1	10 740	s. o.
Actions privilégiées de premier rang de série 2	1 260	s. o.
Actions privilégiées de premier rang de série 3	10 000	s. o.
Actions privilégiées de premier rang de série 5	8 000	s. o.
Actions privilégiées de premier rang de série 7	6 000	s. o.
Options sur actions	17 373	8 312
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	16 891	1 581

Dividendes sur les actions ordinaires

En 2022, nous avons versé des dividendes de base de 682 M\$ ou 0,350 \$ par action ordinaire (176 M\$ ou 0,088 \$ par action ordinaire en 2021) et des dividendes variables de 219 M\$ ou 0,114 \$ par action ordinaire (néant en 2021).

Le conseil d'administration a déclaré un dividende de base de 0,105 \$ par action ordinaire au premier trimestre, payable le 31 mars 2023 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits au 15 mars 2023.

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

Dividendes sur les actions privilégiées rachetables par anticipation à dividende cumulatif

En 2022, des dividendes totalisant 26 M\$ ont été versés sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7 (34 M\$ au 31 décembre 2021). Le recul par rapport à 2021 est attribuable à l'intervalle entre la date de déclaration et la date de paiement. La déclaration d'un dividende sur les actions privilégiées est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres. Le conseil d'administration a déclaré pour le premier trimestre un dividende d'un montant de 9 M\$ sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7, payable le 31 mars 2023 aux porteurs d'actions privilégiées inscrits le 15 mars 2023.

Décisions relatives aux dépenses d'investissement

Le programme d'investissement de 2023 devrait se situer entre 4,0 G\$ et 4,5 G\$, y compris des investissements de maintien d'environ 2,8 G\$ et un capital d'optimisation et de croissance se situant entre 1,2 G\$ et 1,7 G\$. Nos dépenses d'investissement futures sont axées sur la répartition rigoureuse des capitaux, des plans d'investissement visant à poursuivre les possibilités offertes par notre portefeuille diversifié, le contrôle des coûts et le positionnement de la société de manière à maintenir la croissance du rendement pour les actionnaires. Nous nous attendons à ce que la production annuelle moyenne en amont se situe entre 800 milliers de bep/j et 840 milliers de bep/j et que notre production de brut en aval se chiffre en moyenne entre 610 milliers de barils par jour et 660 milliers de barils par jour en 2023. Nos objectifs pour 2023 datés du 5 décembre 2022 peuvent être consultés sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

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. Les obligations dont l'échéance initiale est à moins de un an ont été exclues du tableau ci-dessous. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter à la note 40 annexe aux états financiers consolidés.

Au 31 décembre 2022, le total des engagements s'élevait à 33,0 G\$, dont une tranche de 21,1 G\$ se rapporte à divers engagements liés au transport et au stockage et une tranche de 9,4 G\$ se rapporte à des engagements liés à l'achat de produits. 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.

Au 31 décembre 2022, nos engagements conclus avec HMLP prévoient un montant de 2,2 G\$ au titre d'engagements à long terme liés au transport et au stockage.

Au 31 décembre 2022
(en millions de dollars)

	2023	2024	2025	2026	2027	Par la suite	Total
Engagements¹⁾							
Transport et stockage ²⁾	1 747	2 011	1 542	1 416	1 360	13 005	21 081
Achats de produits ³⁾	1 626	1 509	922	922	922	3 457	9 358
Immobilier ⁴⁾	48	50	50	50	54	604	856
Obligation de financement liée à une entreprise liée comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence ⁵⁾	92	105	96	96	91	143	623
Autres engagements à long terme	381	90	75	74	65	395	1 080
Total des engagements	3 894	3 765	2 685	2 558	2 492	17 604	32 998
Dette à long terme (capital et intérêts)	401	401	582	392	1 622	11 196	14 594
Passifs relatifs au démantèlement	263	254	249	248	247	5 979	7 240
Paiement conditionnel	271	167	—	—	—	—	438
Obligations locatives (capital et intérêts) ⁶⁾	426	407	339	320	276	2 889	4 657
Total des engagements et des obligations	5 255	4 994	3 855	3 518	4 637	37 668	59 927

1) Les engagements rendent compte de la quote-part de Cenovus dans le contrat sous-jacent.

2) Comprend certains des engagements liés au transport de 9,1 G\$ (8,1 G\$ au 31 décembre 2021) assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou qui ont été approuvés mais ne sont pas encore en vigueur. Ces contrats sont d'une durée pouvant aller jusqu'à 20 ans après la date de leur entrée en vigueur.

3) Avant le 30 septembre 2022, les achats de produits étaient pris en compte dans Transport et stockage.

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

5) A trait aux obligations de financement envers HCML.

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

Au 31 décembre 2022, les lettres de crédit en cours émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats totalisaient 490 M\$ (565 M\$ au 31 décembre 2021).

Actions en justice

Cenovus est partie à un nombre restreint d'actions en justice dans le cours normal de ses activités. Nous estimons qu'il n'est pas probable que les obligations pouvant éventuellement découler de ces actions, dans la mesure où elles ne sont pas provisionnées, auront une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Transactions entre parties liées

Les opérations conclues avec HMLP sont des transactions entre parties liées puisque nous détenons une participation de 35 % dans HMLP. À titre d'exploitant des actifs détenus par HMLP, nous fournissons des services de gestion pour lesquels nous récupérons les coûts des services. Nous sommes aussi entrepreneur auprès de HMLP et construisons ses installations selon le principe du recouvrement des coûts comportant certaines restrictions. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, nous avons imputé à HMLP 188 M\$ au titre de la construction et des services de gestion (243 M\$ en 2021).

Nous payons à HMLP des frais d'accès pour avoir recours à ses réseaux pipeliniers pour nos activités de fluidification. Nous payons également HMLP pour les services de transport et de stockage. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, nous avons engagé des coûts de 263 M\$ pour l'utilisation des réseaux pipeliniers de HMLP ainsi que pour les services de transport et de stockage (284 M\$ en 2021).

GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE

Dans la poursuite de nos objectifs stratégiques, nous sommes exposés à divers risques. Certains de ces risques visent le secteur de l'énergie dans son ensemble tandis que d'autres sont propres à nos activités. L'incidence d'un risque ou d'une combinaison de risques peut nuire, entre autres, aux activités, à la réputation, à la situation financière, aux résultats d'exploitation et aux flux de trésorerie de Cenovus, ce qui pourrait, sans s'y limiter, 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 racheter nos actions, à verser un dividende à nos actionnaires et à respecter nos obligations (y compris celles liées au service de la dette) ou nuire gravement au cours de nos titres.

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

Gouvernance en matière de risques

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

Facteurs de risque

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

Risque lié à la pandémie

La pandémie de COVID-19 demeure un risque pour Cenovus. Bien que les restrictions aient pris fin ou aient été assouplies dans de nombreuses régions du monde, certains pays continuent d'imposer des mesures pour lutter contre le virus. La pandémie de COVID-19 (y compris l'émergence de variants de la COVID-19) et les mesures prises par les gouvernements et les autorités sanitaires du monde entier ont créé une incertitude constante qui a entraîné des restrictions, et pourrait entraîner de nouvelles, sur les déplacements et pour les entreprises ou le retour des mesures imposées auparavant, ou l'imposition de mesures encore plus strictes, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités, nos résultats d'exploitation et notre situation financière.

La pandémie de COVID-19, ou d'autres pandémies, endémies ou éclosions, peuvent accroître notre exposition à chacun des risques mentionnés à la présente rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion et mentionnés dans d'autres documents que nous déposons de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. La durée ou l'ampleur des répercussions de la COVID-19 sur nos activités, nos résultats d'exploitation et notre situation financière dépendront de développements futurs qui sont très incertains et difficiles à prévoir avec précision, notamment, mais sans s'y limiter, la gravité et la durée de la pandémie, ainsi que la propagation du virus ou de ses variants ou la recrudescence des cas de contamination; les mesures prises pour contenir ou traiter la maladie causée par le coronavirus et ses variants, le moment où elles sont prises, leur portée et leur efficacité, y compris la disponibilité, la distribution et l'efficacité des vaccins et des doses de rappel et la participation du public à ce titre; ainsi que la vitesse à laquelle les activités économiques et commerciales pourront revenir à la normale et l'étendue de la reprise.

Il n'existe pas d'événements récents comparables qui pourraient nous donner des indications sur l'incidence que la COVID-19 en tant que pandémie pourrait avoir; c'est pourquoi ses répercussions définitives sont très incertaines et susceptibles de changer. La pandémie de COVID-19 et les mesures correspondantes que nous prenons pour protéger la santé et la sécurité de notre personnel et assurer la continuité de nos activités peuvent entraîner de nouvelles contestations judiciaires et de nouveaux différends, y compris, sans s'y limiter, des litiges mettant en cause des entrepreneurs ou des employés ou encore des recours collectifs.

Risques financiers

Prix des marchandises

Le rendement financier de la société dépend dans une large mesure des prix du pétrole brut, des produits raffinés, du gaz naturel et des LGN en vigueur. Parmi les facteurs qui influent sur les prix du pétrole brut, on compte notamment l'offre et la demande mondiales et régionales de pétrole brut; la capacité des producteurs et des gouvernements de remplacer l'offre réduite; la capacité de transformation et d'exportation, la conjoncture et l'activité économique mondiales, l'inflation et la hausse des taux d'intérêt, la possibilité de récession, la compétitivité sur le marché; les mesures prises par les pays membres de l'OPEP et d'autres pays exportateurs de pétrole, notamment le respect ou le non-respect des quotas dont ont convenu les membres de l'OPEP et les décisions de l'OPEP de ne pas imposer de quota de production à ses membres; le déblocage du pétrole des réserves stratégiques; l'évolution du marché du pétrole brut, les niveaux des stocks de pétrole; la réglementation

environnementale actuelle et éventuelle, y compris les règlements liés à la production et à l'utilisation de ressources non renouvelables; les émissions, y compris, mais sans s'y limiter, le carbone; les prix du marché ainsi que l'accessibilité et la liquidité de ces marchés et d'autres marchés connexes; les prix et la disponibilité des énergies de remplacement; les mesures prises par des gouvernements ou des organismes de réglementation nationaux ou étrangers qui peuvent avoir une incidence sur les prix des marchandises; la mise en application de la réglementation gouvernementale et environnementale; l'opinion publique à l'égard de l'utilisation de ressources non renouvelables, dont le pétrole brut; la stabilité politique et les conditions sociales des pays producteurs de pétrole; les contraintes liées à l'accès aux marchés et les interruptions de transport; les menaces terroristes; les progrès technologiques, les sanctions économiques; le déclenchement ou la poursuite d'une guerre; le début ou la poursuite d'une pandémie; les catastrophes naturelles; et les conditions climatiques.

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

Notre production de gaz naturel et de LGN est actuellement située dans l'Ouest canadien et en Asie-Pacifique. Parmi les facteurs qui influent sur les prix du gaz naturel et des LGN, on compte notamment l'offre et la demande mondiales et régionales de gaz naturel et de LGN; la conjoncture économique mondiale; la compétitivité sur le marché; l'évolution du marché du gaz naturel liquéfié, les niveaux des stocks de gaz naturel et de LGN; la capacité d'exportation, la réglementation environnementale actuelle et éventuelle, y compris les règlements liés à la production et à l'utilisation de ressources non renouvelables; les émissions, y compris, mais sans s'y limiter, le carbone; les prix du marché ainsi que l'accessibilité et la liquidité de ces marchés et d'autres marchés connexes; les prix et la disponibilité des énergies de remplacement; les mesures prises par des gouvernements ou des organismes de réglementation nationaux ou étrangers qui peuvent avoir une incidence sur les prix des marchandises; la mise en application de la réglementation gouvernementale et environnementale; l'opinion publique à l'égard de l'utilisation de ressources non renouvelables, dont le gaz naturel et les LGN; la stabilité politique et les conditions sociales des pays producteurs de gaz naturel et de LGN; les contraintes liées à l'accès aux marchés et les interruptions de transport; les menaces terroristes; les progrès technologiques, les sanctions économiques; le déclenchement ou la poursuite d'une guerre; le début ou la poursuite d'une pandémie; les catastrophes naturelles; et les conditions climatiques.

Parmi les facteurs qui influent sur les prix des produits raffinés, on compte notamment l'offre et la demande mondiales et régionales de produits raffinés; la capacité des producteurs et des gouvernements de remplacer l'offre réduite; la conjoncture et l'activité économiques mondiales, l'inflation et la hausse des taux d'intérêt; les politiques des banques centrales; les tendances saisonnières; la possibilité de récession, la compétitivité sur le marché; l'évolution du marché des produits raffinés, les niveaux des stocks de produits raffinés; la disponibilité des raffineries; les activités de maintenances planifiées et non planifiées des raffineries; la réglementation environnementale actuelle et éventuelle, y compris la norme applicable aux carburants renouvelables aux États-Unis et d'autres règlements relatifs à la production et à l'utilisation de produits raffinés et de ressources non renouvelables; les émissions, y compris, mais sans s'y limiter, le carbone; les prix du marché ainsi que l'accessibilité et la liquidité de ces marchés et d'autres marchés connexes; les prix et la disponibilité des énergies de remplacement; l'opinion publique à l'égard de l'utilisation de ressources renouvelables, y compris les produits raffinés; les contraintes liées à l'accès aux marchés et les interruptions de transport; les menaces terroristes; les progrès technologiques, les sanctions économiques; le déclenchement ou la poursuite d'une guerre; le début ou la poursuite d'une pandémie; les catastrophes naturelles; et les conditions climatiques.

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

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

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

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

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

Nous atténuons notre exposition au risque lié aux prix des marchandises au moyen de l'intégration de nos activités, du recours à des instruments financiers, de contrats à livrer, d'engagements en matière d'accès au marché et généralement de notre accès à des facilités de crédit engagées. Nous avons parfois recours à des instruments dérivés pour gérer notre exposition à la volatilité des prix d'une partie de nos produits raffinés, de notre production de pétrole et de gaz, ainsi que de nos stocks ou des volumes que nous transportons sur de longues distances. Les notes 37 et 38 annexes aux états financiers consolidés présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels nous avons recours, comme leur classement, les hypothèses formulées lors de l'établissement de leur juste valeur et une analyse plus approfondie des risques qu'ils comportent et de la gestion de ces risques.

Activités de couverture

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

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

Les notes 3, 37 et 38 annexes aux états financiers consolidés présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels nous avons recours, comme leur classement, les hypothèses formulées lors de l'établissement de leur juste valeur et une analyse plus approfondie des risques qu'ils comportent et de la gestion de ces risques.

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 visant 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 d'instruments financiers liés au gaz naturel, 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, la capacité de financer les rachats d'actions et le versement de dividendes et nos coûts d'emprunt, comparativement aux périodes précédant la suspension de nos activités de gestion des risques liés au prix de vente du brut basé sur le WTI.

Les notes 3, 37 et 38 annexes aux états financiers consolidés présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels nous avons recours, comme leur classement, les hypothèses formulées lors de l'établissement de leur juste valeur et une analyse plus approfondie des risques qu'ils comportent et de la gestion de ces risques.

Incidence des activités de gestion des risques financiers

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; nous prévoyons que l'inverse se produirait dans un contexte de baisse des prix des marchandises. En 2022, nous avons réalisé une perte sur nos positions de gestion des risques imputable à l'écart entre les prix de référence au règlement et les prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques, mais nous avons comptabilisé un profit à la vente des stocks sous-jacents au cours de la période en raison 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.

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

Au 31 décembre 2022	Fourchette de sensibilité	Augmen- tation	Dimi- nution
Prix du pétrole brut	± 10,00 \$ US/b sur les couvertures fondées sur le WTI et le condensat	1	(1)
WCS et condensats – prix différentiel ¹⁾	± 2,50 \$ US/b sur les couvertures différentielles basées sur la production	13	(13)
WCS (Hardisty) – prix différentiel	± 5,00 \$ US/b sur les couvertures différentielles basées sur la production liées au WCS	(1)	1
Produits raffinés – prix de la marchandise	± 10,00 \$ US/b sur les couvertures basées sur le mazout de chauffage et l'essence	(2)	2
Prix de base du gaz naturel	± 0,50 \$ US/kpi ³ sur les couvertures de base du gaz naturel	1	(1)
Prix de l'électricité	± 20,00 \$ CA/mégawattheures sur les couvertures de l'électricité	113	(113)
Taux de change dollar US/dollar CA	± 0,05 \$ sur le taux de change dollar US/dollar CA	14	(17)

1) Ne tient pas compte de l'écart de prix pour le WCS à Hardisty.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les positions de gestion des risques de Cenovus, se reporter aux notes 37 et 38 annexes aux états financiers consolidés.

Exposition aux contreparties

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

Crédit, liquidité et possibilité d'obtenir un financement

L'expansion future de l'entreprise de Cenovus peut être tributaire de sa capacité à obtenir des capitaux supplémentaires, y compris du financement par emprunt et par capitaux propres. Entre autres choses, des marchés des capitaux imprévisibles, une baisse prolongée des prix des marchandises, d'importantes dépenses imprévues, des changements touchant les lois, les fondamentaux du marché, ses notations, les activités commerciales, la politique ou l'opinion des investisseurs ou des prêteurs pourraient freiner la capacité de la société à obtenir un financement rentable et à le conserver. Les parties prenantes tiennent de plus en plus compte des questions ESG, y compris les cibles liées au climat, et le fait de ne pas atteindre nos cibles de réduction des émissions, ou la perception que nos cibles sont insuffisantes ou ne seront pas atteintes, pourraient nuire à notre capacité d'accéder à des capitaux de façon financièrement avantageuse. L'incapacité d'avoir accès à des capitaux ou d'y avoir accès selon des modalités acceptables pourraient entraver la capacité de Cenovus de réaliser des dépenses d'investissement futures, de maintenir des ratios financiers souhaitables et de s'acquitter de l'ensemble de ses obligations financières lorsqu'elles deviennent exigibles, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur ses activités, sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa capacité de respecter diverses clauses restrictives de nature financière et opérationnelle, ses notations et sa réputation.

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

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

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

Notations

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

Le déclassement de l'une ou l'autre des notations actuelles de la société, en particulier si elles étaient abaissées à un niveau inférieur à celui de la cote attribuée aux titres de bonne qualité, ou toute modification négative de ses perspectives pourraient avoir des répercussions négatives sur les possibilités d'emprunt et leurs coûts ainsi que sur l'accès aux sources de liquidités et de capitaux. L'incapacité de Cenovus à maintenir ses notations actuelles pourrait nuire aux relations d'affaires de la société avec des contreparties, des partenaires exploitants et des fournisseurs.

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

Taux de change

Les fluctuations des taux de change peuvent avoir une incidence sur nos résultats, plus particulièrement les taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain et entre le yuan chinois et le dollar canadien. Les prix mondiaux du pétrole brut, des produits raffinés et du gaz naturel sont généralement fixés en dollars américains, alors qu'un bon nombre des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement de la société sont en dollars canadiens. Une variation de la valeur du dollar canadien, en raison des fluctuations des taux directs, de facteurs macroéconomiques ou d'autres facteurs, par rapport au dollar américain fera augmenter ou diminuer les produits des activités ordinaires, libellés en dollars canadiens, provenant de la vente du pétrole et des produits raffinés de la société, ainsi que d'une partie de ses ventes de gaz naturel. De plus, une variation de la valeur du dollar canadien par rapport à la valeur du dollar américain entraînera une augmentation ou une diminution de notre dette libellée en dollars américains et des frais d'intérêts libellés en dollars américains connexes, exprimés en dollars canadiens. Une partie de nos contrats de vente à long terme en Asie-Pacifique sont libellés en yuans. Une variation de la valeur du dollar canadien par rapport au yuan fera augmenter ou diminuer les produits des activités ordinaires, libellés en dollars canadiens, provenant de la vente de gaz naturel et de LGN dans la région. Il nous arrive de conclure des transactions visant à gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change. Toutefois, les fluctuations des taux de change, qui restent indépendantes de notre volonté, pourraient avoir un effet défavorable important sur nos flux de trésorerie, nos résultats d'exploitation et notre situation financière.

Taux d'intérêt

Les mesures prises par les banques centrales pour stabiliser l'économie et modérer l'inflation ont une incidence sur les taux d'intérêt du marché. Les taux d'intérêt ont augmenté en réaction à l'inflation, et d'autres hausses pourraient être mises en œuvre. Des hausses des taux d'intérêt pourraient faire augmenter notre charge d'intérêts nette et influencer sur la façon dont certains passifs sont comptabilisés, ce qui pourrait nuire à nos flux de trésorerie et à nos résultats financiers. De plus, nous sommes exposés aux fluctuations des taux d'intérêt au moment du refinancement de la dette à long terme arrivant à échéance et des taux d'intérêt en vigueur au moment de conclure d'éventuels financements futurs. Il nous arrive de conclure des transactions visant à gérer notre exposition aux fluctuations des taux d'intérêt.

Versement de dividendes et rachat de titres

Le versement de dividendes de base, de dividendes variables ou de dividendes sur les actions privilégiées, 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 d'autres facteurs de risque décrits à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion. Plus précisément, conformément à la structure de répartition des capitaux 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 dans le 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, et notre dette nette et l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles peuvent varier au fil du temps en raison, entre autres, de nos plans d'affaires, de nos résultats d'exploitation, de notre situation financière et de l'incidence des risques mentionnés à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion. 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 étant donné que la structure de répartition des capitaux, les rachats d'actions et le paiement des dividendes demeurent à la discrétion de notre conseil d'administration et dépendent, entre autres, des facteurs décrits ci-dessus. 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.

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

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

Risque d'exploitation

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Remplacement des réserves et estimation des réserves

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

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

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

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

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

Gestion des coûts et inflation

Les coûts de mise en valeur, les charges d'exploitation et les coûts de construction sont touchés par un certain nombre de facteurs dont l'élaboration, l'adoption et le succès des nouvelles technologies, les pressions inflationnistes sur les prix, la variation des coûts de la conformité à la réglementation, les retards de programmation, les interruptions de l'infrastructure existante d'accès aux marchés, l'incapacité à observer des normes de qualité de la construction et de la fabrication, les restrictions visant le matériel, y compris le coût ou la disponibilité de matériel d'exploitation pétrolière et gazière, les prix des marchandises, le relèvement du rapport vapeur/pétrole à l'égard des activités d'exploitation des sables bitumineux, l'accroissement du fardeau réglementaire, notamment au chapitre de l'environnement et les perturbations de la chaîne d'approvisionnement, y compris l'accès à une main-d'œuvre qualifiée. De plus, si nos coûts de mise en valeur, d'exploitation, de construction ou de main-d'œuvre devaient être soumis à des pressions inflationnistes importantes, nous pourrions ne pas être en mesure de compenser entièrement ces coûts plus élevés par des augmentations correspondantes des prix des marchandises. Qui plus est, rien ne garantit que des mesures gouvernementales visant à atténuer les cycles inflationnistes seront prises ou qu'elles seront efficaces. Les banques centrales ont augmenté les taux d'intérêt en réaction à l'inflation, et d'autres hausses pourraient être mises en œuvre. Les mesures gouvernementales, comme l'imposition de taux d'intérêt plus élevés ou le contrôle des salaires, peuvent également avoir une incidence négative sur les coûts de la société et accroître son exposition à d'autres risques mentionnés à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion, y compris ceux décrits à la rubrique « Risques financiers – Taux d'intérêt » susmentionnée du présent rapport de gestion.

Le maintien de l'inflation, toute intervention du gouvernement à cet égard, notre incapacité de gérer les coûts ou d'obtenir l'équipement, les matériaux, la main-d'œuvre qualifiée ou les services de tiers nécessaires à nos activités commerciales au prix prévu, dans les délais prévus, le cas échéant, pourrait avoir une incidence négative importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Concurrence

Une forte concurrence existe dans tous les aspects du secteur de l'énergie canadien et international, y compris l'accès aux capitaux, la prospection et la mise en valeur de sources d'approvisionnement nouvelles et existantes, l'acquisition de participations dans des biens de pétrole brut et de gaz naturel et le raffinage, la distribution et la commercialisation des produits du pétrole et du gaz. Cenovus livre concurrence à d'autres producteurs, raffineurs et commerçants, dont certains peuvent avoir des charges d'exploitation inférieures aux siennes ou disposer de plus de ressources qu'elle. Les concurrents peuvent mettre au point et en application des techniques de récupération et des technologies plus perfectionnées que celles que Cenovus utilise. Le secteur pétrogazier fait également concurrence à d'autres secteurs en ce qui a trait à l'approvisionnement des consommateurs en énergie, en combustible et en produits connexes; c'est le cas notamment des sources d'énergie renouvelable qui pourraient prendre de l'importance. Cenovus pourrait ne pas être en mesure de rivaliser avec succès contre ses concurrents actuels et futurs, et les pressions concurrentielles exercées sur Cenovus pourraient avoir une incidence négative importante sur nos activités, notre réputation, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Réalisation de projets

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

Risques relatifs aux partenaires

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

Nos partenaires peuvent avoir des objectifs et des intérêts qui ne correspondent pas aux nôtres ou qui peuvent entrer en conflit avec les nôtres. Rien ne garantit que les demandes ou les attentes futures de Cenovus relativement à ces actifs seront comblées ou qu'elles le seront en temps opportun. S'il survenait un différend avec un ou plusieurs de nos partenaires au sujet de la mise en valeur et de l'exploitation d'un projet ou si un ou plusieurs de nos partenaires n'étaient pas en mesure de financer leur part contractuelle des dépenses d'investissement, un projet pourrait être retardé et Cenovus pourrait être responsable, en partie ou en totalité, de la part du projet revenant aux partenaires en faute. Si l'un de nos partenaires devenait insolvable, il se peut que les organismes de réglementation pertinents nous ordonnent de nous acquitter de nos obligations au nom de notre partenaire et que nous ne puissions pas obtenir de remboursement pour ces coûts. L'incapacité de gérer efficacement ces risques relatifs aux partenaires pourrait nuire considérablement à nos activités, à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation, à notre réputation et à nos flux de trésorerie.

Technologie de DGMV

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

Technologie, systèmes d'information et protection des données

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

Dans le cours normal de ses activités, Cenovus recueille, utilise et stocke des données sensibles, notamment en ce qui concerne la propriété intellectuelle, les renseignements exclusifs, les renseignements commerciaux et les renseignements personnels. Malgré nos mesures de sécurité, nos systèmes et services technologiques peuvent être vulnérables aux attaques (par exemple, par des pirates, des cyberterroristes ou d'autres tiers) ou à des perturbations en raison d'une erreur ou d'un méfait de la part du personnel ou d'un tiers, ou à des catastrophes naturelles et à des actes d'espionnage d'État ou industriel, de militantisme, de terrorisme ou de guerre. Ces risques comprennent aussi, sans s'y limiter, le risque de cyberfraude ou de cyberattaque, notamment des tentatives de contourner les contrôles de communication électronique ou de se faire passer pour des membres du personnel interne ou des partenaires d'affaires afin de détourner des paiements et des actifs financiers vers des comptes contrôlés par les auteurs ou d'introduire des rançongiciels dans un ou plusieurs systèmes ou services en vue d'extraire un paiement.

Tout incident, toute violation ou toute perturbation de nos systèmes ou services technologiques ou de ceux de nos fournisseurs de services ou autres fournisseurs (y compris lorsqu'un auteur de menaces réussit à contourner nos mesures de cybersécurité et nos contrôles des processus opérationnels), pourrait entraîner la perte ou l'exposition de renseignements internes, confidentiels, financiers, exclusifs, personnels ou autres renseignements de nature délicate. Il pourrait en découler des pertes financières, des coûts de remise en état ou de reprise des activités, des réclamations ou actions en justice, une responsabilité en vertu des lois en matière de protection des renseignements personnels, des pénalités prévues par la réglementation, la perturbation des activités, la fermeture de sites, des fuites ou d'autres conséquences négatives, dont une atteinte à la réputation de Cenovus, ce qui pourrait entraîner un effet défavorable important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

La protection des données et la protection des renseignements personnels sont régies par un cadre juridique et réglementaire complexe qui évolue rapidement dans les secteurs où nous exerçons nos activités. Nous devons nous conformer à des normes réglementaires de plus en plus complexes et rigoureuses, et parfois contradictoires, adoptées pour protéger les renseignements commerciaux et personnels au Canada, aux États-Unis et ailleurs. Ces lois imposent des obligations supplémentaires aux entreprises en ce qui concerne le traitement des renseignements personnels et accordent certains droits individuels en matière de vie privée aux personnes dont les renseignements sont recueillis, utilisés, stockés, traités ou divulgués. Le respect des lois et des règlements existants, proposés et récemment adoptés peut être coûteux et vorace en temps, et tout manquement à ces normes réglementaires pourrait nous exposer à des risques juridiques et à des risques liés à la réputation. L'utilisation abusive ou l'omission de protéger des renseignements personnels pourrait également entraîner une violation des lois et des règlements sur la protection des renseignements personnels, des poursuites intentées contre la société par des entités gouvernementales ou d'autres personnes, l'imposition d'amendes par les autorités gouvernementales et l'atteinte à notre réputation et à notre crédibilité et pourrait avoir un effet négatif sur notre situation financière. Le respect de ces lois peut également entraîner une augmentation des charges d'exploitation. Le non-respect de ces lois peut entraîner des amendes importantes et des sanctions graves, chacune pouvant avoir une incidence négative sur notre réputation, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Menaces à la sécurité et menaces terroristes

Les menaces à la sécurité et les activités terroristes ou de militantisme peuvent avoir une incidence sur notre personnel ou sur le personnel de nos partenaires, de nos clients et de nos fournisseurs, et peuvent entraîner des blessures, des pertes de vie, de l'extorsion, des prises d'otage, un enlèvement ou une séquestration, des dommages aux biens de Cenovus ou de tiers ou leur destruction, des incidences sur l'environnement et l'interruption des activités. Une menace à la sécurité, des attaques terroristes ou des activités militantes visant une installation, un terminal, un pipeline, un réseau ferroviaire, un réseau de camionnage, un bureau, un navire océanique ou une installation en mer, détenus ou exploités par Cenovus ou l'un ou l'autre de nos réseaux, services, infrastructures, voies d'accès aux marchés ou partenariats pourraient entraîner l'interruption ou la cessation de volets clés de nos activités. L'issue d'incidents semblables pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Militantisme et perturbation des activités

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

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

Dirigeants et personnel

La prospérité de la société relève de la direction et de son leadership tout autant que de la qualité et de la compétence du personnel. Si la société ne parvient pas à retenir les membres clés de son personnel et ses salariés talentueux et diversifiés ou à attirer et à retenir de nouveaux salariés talentueux et diversifiés possédant le leadership et les compétences professionnelles et techniques nécessaires, il pourrait en découler des incidences défavorables sur ses activités, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et sa capacité d'atteindre ses objectifs ESG.

Litiges et réclamations

À l'occasion, nous pourrions faire l'objet de demandes, de différends, de procédures, d'arbitrages ou de litiges (« réclamations ») découlant de nos activités et d'autres relations contractuelles. Les réclamations pourraient être importantes. Étant donné la nature de nos activités, nous pourrions être partie à différents types de réclamations, portant notamment sur le défaut de respecter les lois et règlements applicables, y compris des allégations potentielles selon lesquelles nous avons enfreint des lois liées à la discrimination et au harcèlement ainsi qu'à la santé et à la sécurité, à l'environnement, à la violation de contrat, à la négligence, à la responsabilité du fait des produits, aux règles antitrust, à la corruption, aux impôts, aux recours collectifs concernant les valeurs mobilières, aux actions en justice dérivées, à la contrefaçon de brevet, à la protection des renseignements personnels, à l'emploi, aux relations de travail, aux blessures corporelles et à d'autres types de réclamations. Nous pourrions être tenus d'affecter des fonds et des ressources importantes relativement à de telles réclamations, qui pourraient donner lieu à des jugements ou décisions défavorables, à des amendes, à des sanctions, au versement de dommages pécuniaires, à l'interruption temporaire ou permanente des activités ou à l'incapacité de réaliser certaines transactions. Il peut être difficile d'évaluer ou de quantifier l'issue de telles réclamations, issue qui pourrait comporter une incidence défavorable importante sur nos activités, notre réputation, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. En outre, nous pourrions être partie à des litiges liés aux changements climatiques ou en subir les répercussions, y compris des recours collectifs. Se reporter à la rubrique « Litiges liés aux changements climatiques » ci-dessous.

Revendications territoriales et de droits autochtones

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

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

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

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

Risque gouvernemental

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

Risques liés à la réglementation

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

Autorisations des organismes de réglementation

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

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

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

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

En Alberta et en Saskatchewan, les régimes de responsabilité ARA comprennent les Orphan Well Funds qui sont financés à même les droits imposés aux titulaires de permis, dont Cenovus, en fonction de leur quote-part dans les obligations réputées d'ARA relativement aux installations pétrolières et gazières, aux puits et aux sites non remis en état. La valeur globale des obligations d'ARA assumées a augmenté au cours des dernières années et se maintiendra à ces niveaux élevés jusqu'à ce qu'un nombre important de puits orphelins ait été démantelé. Les organismes de réglementation de l'Alberta et de la Saskatchewan pourraient chercher un financement additionnel pour ces obligations auprès des participants du secteur, notamment Cenovus.

L'AER a un pouvoir discrétionnaire pour l'examen de l'admissibilité au permis et des demandes de transfert, la perception de dépôts de garantie ou l'obligation d'effectuer des travaux d'ARA. Les titulaires de permis qui sont considérés à risque élevé ou ceux qui ont des obligations d'ARA élevées relativement à leur base d'actifs pourraient être touchés de façon défavorable, y compris nos contreparties potentielles. Cette situation pourrait entraîner des insolvabilités dans l'avenir, donc une croissance des actifs orphelins. De plus, cela pourrait avoir une incidence sur notre capacité de transférer nos licences, nos approbations ou nos permis et entraîner un accroissement des coûts et des retards ou encore entraîner la modification de nos projets ou transactions d'abandon.

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

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

Régimes de redevances

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

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

Le 1^{er} juillet 2020, le nouvel ACEUM est entré en vigueur, remplaçant l'Accord de libre-échange nord-américain (« ALENA »). Les dispositions relatives au règlement des différends investisseur-État prévues par l'ALENA ne sont plus disponibles aux termes de l'ACEUM pour protéger les investissements futurs des Canadiens aux États-Unis et les investissements américains au Canada. Pendant trois ans après l'extinction de l'ALENA, les investissements antérieurs seront couverts par les dispositions relatives au mécanisme de règlement des différends prévues au chapitre 11 de l'ALENA. Cependant, à compter du 1^{er} juillet 2023, les différends antérieurs et les différends liés à des investissements établis ou acquis le ou après le 1^{er} juillet 2020 seront soumis aux tribunaux appropriés aux États-Unis, ou Cenovus peut demander l'intervention du gouvernement du Canada pour obtenir un redressement au moyen d'un mécanisme de règlement des différends entre États.

Risque lié à la main-d'œuvre

Nous employons une main-d'œuvre syndiquée pour l'exploitation de certaines installations. Des relations difficiles avec les employés et des conflits de travail pourraient entraver l'exploitation de ces installations. En date du 31 décembre 2022, environ 7 % de nos employés étaient représentés par des syndicats en vertu de conventions collectives, ce qui comprend un peu plus de 50 % de notre effectif aux États-Unis. Dans les lieux de travail syndiqués, il y a un risque de grève ou d'arrêt de travail. Toute grève ou tout arrêt de travail (pour toute raison, y compris un arrêt pour des raisons de santé ou de sécurité) pourrait avoir des effets négatifs importants sur nos activités, notre réputation, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

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

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

Risque lié au développement international et à la géopolitique mondiale

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

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

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

Les tensions accrues entre les États-Unis et la Chine causées par l'escalade des exercices militaires autour de Taïwan et de la mer de Chine méridionale pourraient entraîner une incertitude géopolitique dans la région, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur nos activités et nos opérations en Chine et, au bout du compte, sur notre situation financière.

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

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

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

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

Les sanctions et le contrôle des échanges imposés par les États-Unis et le Canada à la Chine n'empêchent pas ou n'entravent pas considérablement nos activités en Asie, mais elles pourraient le faire à l'avenir, surtout si les sanctions et les contrôles des échanges américains contre CNOOC étaient élargis. Nous ne pouvons prévoir avec précision si des politiques américaines ou canadiennes pouvant influencer sur les activités actuelles ou futures de la CNOOC, des autres partenaires internationaux de Cenovus ou de Cenovus même seront mises en œuvre. Il est possible que le gouvernement des États-Unis ou du Canada soumette CNOOC ou les autres partenaires internationaux de Cenovus à des restrictions ou à des sanctions susceptibles d'avoir une incidence défavorable sur nos activités en Asie.

Nous ne pouvons pas non plus prédire si les États-Unis resserreront leurs restrictions ou quelle sera l'incidence des mesures gouvernementales sur les opérations extracôtées de Cenovus en Asie.

De plus, advenant des différends commerciaux ou des poursuites judiciaires concernant notre entreprise en Chine, il est possible que le personnel de Cenovus soit assujéti à une interdiction d'entrée et de sortie en Chine. Qui plus est, notre partenariat avec CNOOC pourrait également nous attirer une attention non souhaitable des médias, nous plaçant dans une position où nous sommes mal perçus des investisseurs au Canada, aux États-Unis et dans le monde, faisant en sorte que le cours de nos actions baisse et que notre réputation soit ternie.

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

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

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

La guerre en Ukraine

L'incertitude quant à la durée et aux effets ultimes de la guerre entre la Russie et l'Ukraine pourrait entraîner des perturbations majeures de l'approvisionnement en pétrole et en gaz naturel et la volatilité persistante des prix des marchandises. De plus, le Canada, les États-Unis et d'autres pays ont imposé des sanctions importantes à la Russie, ainsi qu'à de nombreux fonctionnaires, organismes, ONG, entreprises et particuliers russes, dont certains participent au secteur de l'énergie ou sont d'importants acheteurs de pétrole brut ou d'autres hydrocarbures. Cenovus ne fait pas affaire avec des entités ou des personnes visées par des sanctions et n'a pas d'activités ou d'activités importantes en Russie, en Ukraine ou dans d'autres régions touchées par ces sanctions. Par conséquent, ces sanctions n'ont pas eu d'incidence importante sur Cenovus ou sur ses activités. Cependant, la portée et l'impact de la guerre, ainsi que toute action internationale connexe, y compris toute sanction future, ne peuvent être prédits avec précision et pourraient avoir des effets négatifs importants sur nos activités, nos perspectives, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie et notre réputation.

Risques liés aux changements climatiques

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

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

Risques liés à la transition – politiques et législatifs

Réglementation en matière de changements climatiques

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

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

En juillet 2022, le gouvernement du Canada a publié un document de travail sur le plafonnement des émissions du secteur pétrolier et gazier. Le gouvernement examine actuellement la forme que prendra tout règlement futur visant à atteindre les objectifs du plafond sur les émissions. Les options proposées dans le document de travail sont un système de plafonnement et d'échange (en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* (« LCPE ») qui fixe les limites réglementaires des émissions du secteur ou la modification des exigences relatives au modèle de tarification de la pollution pour créer des limites fondées sur les prix au regard des émissions du secteur pétrolier et gazier. Le gouvernement devrait publier des détails sur la forme que prendra le plafond d'émissions en 2023. Le gouvernement s'est également engagé à faire participer les provinces, les territoires et les organisations autochtones à un examen provisoire du modèle de tarification d'ici 2026, après quoi les mesures réglementaires conçues pour atteindre les objectifs du plafond d'émissions pourraient entrer en vigueur.

Le gouvernement du Canada a mis en œuvre un règlement pour permettre la réduction des émissions de méthane du secteur du pétrole brut et du gaz naturel de 40 % à 45 % par rapport aux niveaux de 2012 d'ici 2025. Les exigences réglementaires relatives aux émissions fugitives et aux gaz d'évacuation pendant la complétion de puits et l'utilisation de compresseurs sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2020. D'autres restrictions concernant les limites d'évacuation des installations de production et les plafonds d'évacuation pendant l'utilisation de dispositifs pneumatiques sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2023. Certaines provinces ont depuis mis en œuvre des règlements provinciaux sur le méthane qui ont été jugés équivalents aux exigences fédérales. Le gouvernement du Canada a annoncé une cible supplémentaire visant à réduire, d'ici 2030, les émissions de méthane provenant du pétrole et du gaz d'au moins 75 % par rapport aux niveaux de 2012. En novembre 2022, le gouvernement du Canada a publié, aux fins de commentaires, une proposition de cadre réglementaire pour appuyer sa cible de réduction des émissions de méthane. La proposition comprend des exigences basées sur le type de source ainsi que d'autres éléments basés sur les performances. Les exigences seraient régies par la LCPE.

Les États-Unis n'ont pas de loi fédérale établissant des cibles pour la réduction des émissions de GES de nos installations américaines ou fixant des limites individualisées à cet égard. La norme applicable aux carburants renouvelables a été créée pour réduire les émissions et les risques liés à ce programme sont décrits ci-dessous. De plus, l'Environmental Protection Agency (« EPA ») fédérale a promulgué des règlements relatifs à la divulgation et au contrôle des émissions de GES, et pourrait continuer de le faire. Depuis 2010, en vertu du Greenhouse Gas Reporting Program (le « GHGRP ») de l'EPA, les installations qui relâchent plus de 25 000 tonnes d'émissions de CO₂ par an sont tenues de divulguer ces émissions sur une base annuelle. En plus de la divulgation des émissions directes de CO₂, le GHGRP oblige les raffineries à estimer les émissions de CO₂ susceptibles de provenir de la combustion subséquente des produits de la raffinerie. Au début de 2021, les États-Unis ont signé l'Accord de Paris et ont par la suite annoncé un objectif de réduction des émissions de GES de l'ordre de 50 % à 52 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. Selon toute attente, cet objectif sera atteint en grande partie au moyen d'incitatifs à l'énergie propre introduits en vertu de la loi intitulée *Inflation Reduction Act* (loi sur la réduction de l'inflation) plutôt que de mesures réglementaires.

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

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

Normes relatives aux carburants à faible teneur en carbone

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

Environnement et Changement climatique Canada a publié en 2022 le règlement définitif sur la Norme sur les combustibles propres en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. La Norme sur les combustibles propres remplacera le Règlement sur les carburants renouvelables actuel qui exige que les producteurs et importateurs de carburants de transport achètent un certain nombre d'unités de conformité de carburants renouvelables correspondant au volume de carburant qu'ils produisent ou importent. Le nouveau cadre réglementaire proposé définira les exigences relatives à l'intensité en carbone pour certains combustibles liquides et établira les règles relatives à l'échange des crédits de conformité. Les exigences relatives à l'intensité en carbone stipulées dans la Norme sur les combustibles propres deviennent plus contraignantes avec le temps; elles sont différentes pour les divers types de carburants et reflètent le potentiel de réduction des émissions correspondant. Les parties assujetties à la réglementation ont une certaine souplesse en ce qui concerne la façon de réduire les émissions de carbone produites par les combustibles au Canada. Le coût de conformité dépendra d'un certain nombre de facteurs, notamment la dynamique de l'offre et de la demande sur le marché du crédit, les coûts de développement associés aux carburants à faible teneur en carbone et les progrès technologiques qui pourraient réduire la demande de carburants liquides pour le transport. La Norme sur les combustibles propres risque d'avoir une incidence sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie, mais il est difficile de la prévoir ou de la quantifier à l'heure actuelle.

Normes applicables aux carburants renouvelables

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

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

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

Aux États-Unis, l'EPA a imposé des normes fédérales sur les émissions de GES qui s'appliquent aux constructeurs automobiles en établissant des normes d'économie de carburant pour les automobiles à passagers et les camions légers pour les années de modèle 2023 à 2026. L'intention déclarée de l'EPA est d'inciter les fabricants d'automobiles à produire davantage de véhicules électriques et de tracer la voie vers un avenir de transport sans émissions. L'EPA a déclaré qu'elle avait l'intention d'adopter de nouvelles règles pour établir des normes d'émissions de multipolluants pour l'année modèle 2027 et les années suivantes. L'incidence que ces normes peuvent avoir sur la demande future (et les niveaux de prix correspondants) de nos produits est inconnue et dépend d'un certain nombre de facteurs. De plus, le gouvernement fédéral canadien a publié des cibles de vente réglementées proposées pour les véhicules électriques. Voir la rubrique « Risques liés à la transition – Marché – Demande et prix des marchandises » ci-après.

Litiges liés aux changements climatiques

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

Risques liés à la transition – Technologie

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

Risques liés à la transition – Marché

Demande et prix des marchandises

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

Accès aux marchés

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

Accès aux capitaux et aux assurances

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

Précision des scénarios et des hypothèses climatiques

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

Militantisme des actionnaires

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

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

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

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

Changements climatiques – Risques physiques

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

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

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

Risques liés à la réglementation en matière d'environnement

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

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

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

La réglementation environnementale des États-Unis et l'application rigoureuse des règlements par les organismes de réglementation présentent des enjeux et des risques pour nos activités aux États-Unis. De nouvelles normes d'émissions, des normes de qualité de l'eau plus strictes et les règlements visant les nouveaux contaminants comme les substances perfluoroalkylées et polyfluoroalkylées (« PFAS ») peuvent faire augmenter les coûts de conformité, exiger des projets d'investissement, allonger les délais de mise en œuvre des projets et avoir un effet négatif sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Les organismes de réglementation américains ont proposé que certaines substances PFAS soient caractérisées comme des déchets dangereux définis dans la réglementation, ce qui pourrait entraîner une responsabilité supplémentaire en matière de nettoyage dans les chantiers américains. Voir la rubrique « Réglementation des eaux » ci-après.

Loi sur les espèces en péril

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

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

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

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

Examen des processus environnementaux et réglementaires

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

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

Réglementation des eaux

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

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

Fracturation hydraulique

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

De plus, l'atteinte de notre objectif de réduction des GES d'ici 2035 et la réalisation de notre ambition de carboneutralité d'ici 2050 reposent sur un cadre réglementaire stable, et l'appui, financier ou autre, du gouvernement. Elles nécessiteront des dépenses d'investissement et des ressources de l'entreprise et il est possible que les coûts réels diffèrent de nos estimations initiales et que les différences soient importantes. Par ailleurs, le coût de l'investissement dans des technologies de réduction des émissions et le redéploiement des ressources et de notre attention pourraient nuire à nos activités, à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation et à nos flux de trésorerie.

Objectifs liés à l'intendance des eaux

Notre capacité de réduire, d'ici la fin de 2030, l'utilisation de l'eau douce de 20 % dans les sables bitumineux et les installations de production par méthode thermique par rapport aux niveaux 2019 ou de maintenir de telles améliorations dépendra de la viabilité commerciale et de l'évolutivité des stratégies pertinentes de réduction de l'utilisation d'eau et de la technologie et des produits connexes d'utilisation de la vapeur et de l'eau. Le recours général ou partiel aux nouvelles technologies, l'intégration de ces technologies à de nouvelles activités ou des activités existantes et l'acceptation par le marché des nouvelles technologies présentent leur lot de risques. Dans l'éventualité où nous serions incapables de déployer les technologies nécessaires avec efficacité et efficience, ou que ces stratégies ou technologies ne fonctionneraient pas comme prévu, nous pourrions subir des interruptions, des retards ou l'abandon dans l'accomplissement de notre cible de réduction de l'intensité de l'eau.

Objectifs en matière de biodiversité

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

Objectifs en matière de réconciliation avec les peuples autochtones

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

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

Objectifs en matière d'inclusion et de diversité

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

Risque lié à la réputation

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

Autres risques

Effet de dilution

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

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

Risques liés aux acquisitions

Nous avons réalisé, et nous pourrions réaliser à l'avenir, une ou plusieurs acquisitions pour diverses raisons stratégiques. Notre capacité de réaliser les avantages découlant de toute acquisition dépendra des actions de nos contreparties, de notre capacité et de la capacité de nos contreparties d'obtenir les approbations nécessaires des actionnaires, des organismes de réglementation et des tiers, le cas échéant, et de satisfaire à toutes les conditions de clôture, des risques inhérents au fonctionnement des actifs acquis avant ou après la clôture, de l'efficacité de nos enquêtes en matière de diligence, de l'état matériel des actifs à la clôture, de notre capacité d'obtenir des indemnités ou de financer les coûts d'entretien, de réparation et d'exploitation continus des actifs acquis, de notre capacité d'évaluer l'intégrité et la fiabilité des actifs acquis, de notre capacité de regrouper avec succès les fonctions et d'intégrer les activités, les procédures et le personnel en temps opportun et de manière efficace et de réaliser les possibilités de croissance et les synergies prévues à la suite du regroupement des activités et des actifs acquis avec nos activités et actifs existants. L'intégration des activités et des actifs acquis exige que la direction y consacre des efforts, du temps et des ressources, ce qui peut détourner l'attention et les ressources de la direction d'autres occasions stratégiques et de questions d'exploitation pendant le processus. Le processus d'intégration peut perturber les activités courantes et influencer négativement sur les relations avec les clients, ce qui risque de nous empêcher de réaliser les avantages escomptés de ces acquisitions. L'acquisition d'actifs exige l'évaluation de leurs caractéristiques, notamment les réserves récupérables estimatives, la production future, les prix des marchandises, les produits des activités ordinaires, les coûts de mise en valeur et les charges d'exploitation, ainsi que les responsabilités environnementales et les autres passifs. Ces évaluations sont inexactes et intrinsèquement incertaines et, par conséquent, les biens acquis pourraient ne pas produire la quantité prévue, ne pas contenir les réserves escomptées et être assujettis à des coûts et à des responsabilités accrues. Bien que les actifs acquis soient examinés avant la fin d'une acquisition, ces examens ne permettent pas de déterminer toutes les conditions existantes ou potentiellement défavorables. Ce risque peut être amplifié lorsque les actifs acquis se trouvent dans des régions géographiques où nous n'avons jamais exercé d'activités. De plus, il se peut que nous ne soyons pas en mesure d'obtenir ou de réaliser des indemnités contractuelles d'un vendeur pour les responsabilités créées avant une acquisition et que nous soyons tenus d'assumer le risque de l'état matériel des biens dont le rendement pourrait ne pas être à la hauteur de nos attentes ou qui pourraient exiger des réparations ou d'autres dépenses, dont la portée peut être incertaine, entraîner une augmentation des coûts et avoir une incidence sur notre capacité de réaliser les avantages de l'acquisition et notre échéancier à ce titre.

Risques liés aux cessions

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

Risques liés aux actionnaires importants de Cenovus

Au 31 décembre 2022, Hutchison Whampoa Europe Investments S.à.r.l. (« Hutchison ») et L.F. Investments S.à.r.l. (« L.F. Investments ») détenaient respectivement 16,6 % et 12,1 % de nos actions ordinaires. La vente sur le marché d'actions ordinaires de Cenovus détenues par Hutchison ou L.F. Investments, que ce soit par le truchement de ventes sur le marché libre à la TSX ou à la NYSE, de ventes en bloc privées, de placements par prospectus effectués conformément aux ententes respectives de droits d'inscription que Hutchison et L.F. Investments ont chacune conclues avec Cenovus, ou la perception par le marché de l'intention de Hutchison ou L.F. Investments de vendre des actions ordinaires de Cenovus, aura une incidence sur le cours des actions ordinaires de Cenovus. Même si Hutchison et L.F. Investments doivent chacune observer des clauses restrictives en matière de droit de vote aux termes d'ententes de statu quo respectives avec Cenovus dans le cadre de l'arrangement, chacune de ces sociétés peut avoir une incidence sur des questions qui requièrent l'approbation des actionnaires de Cenovus.

Marché pour les bons de souscription de Cenovus

Il n'y a aucune assurance qu'il existe un marché public actif pour les bons de souscription de Cenovus. Si un tel marché existait, le prix des bons de souscription de Cenovus pourrait subir les contrecoups d'une diversité de facteurs liés à l'entreprise de Cenovus, notamment les fluctuations des résultats d'exploitation et résultats financiers de Cenovus, les suites de toute annonce publique faite par Cenovus et l'incapacité de Cenovus de répondre aux attentes des analystes. De plus, le cours des actions ordinaires de Cenovus pourrait se répercuter de façon marquée sur le prix des bons de souscription de Cenovus. Cette situation pourrait entraîner une volatilité importante du cours des bons de souscription de Cenovus et avoir une incidence défavorable sur leur valeur.

Paiements éventuels à payer relativement à l'acquisition de Sunrise

Dans le cadre de l'acquisition de Sunrise, nous avons convenu de verser des paiements éventuels à BP Canada dans certaines circonstances. Le montant de ces paiements varie de temps à autre en fonction du prix du WCS en dollars canadiens pendant la période de deux ans suivant la clôture de l'acquisition de Sunrise (31 août 2022); ces paiements sont plafonnés à un montant cumulatif de 600 M\$. Ce paiement peut être important au cours d'une période de présentation de l'information financière donnée, car le paiement maximal total pourrait être atteint au cours d'un seul trimestre et pourrait avoir une incidence négative sur nos résultats d'exploitation et notre situation financière.

Lois fiscales

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

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

Au Canada, l'Énoncé économique de l'automne de 2022 publié par le ministère des Finances a proposé d'instaurer une nouvelle taxe sur les sociétés publiques pour le rachat d'actions. La mesure proposée, dont l'entrée en vigueur serait le 1^{er} janvier 2024, prévoit une taxe sur les sociétés de 2 % qui s'appliquerait à la « valeur nette » de tous les types de rachats d'actions par des sociétés publiques au Canada. Bien qu'il y ait peu de détails sur la taxe proposée, nous continuerons de surveiller et d'évaluer les effets négatifs potentiels à mesure que de plus amples renseignements seront disponibles.

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

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

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

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

Les jugements d'importance critique sont ceux que la direction doit poser au moment de l'application des méthodes comptables qui ont le plus d'effet sur les montants inscrits par la société dans les états financiers consolidés.

Partenariats

Le classement d'un partenariat détenu dans un instrument distinct à titre d'entreprise commune ou de coentreprise fait appel au jugement. Cenovus détient une participation de 50 % dans les entités sous contrôle conjoint suivantes :

- WRB Refining LP (« WRB »)
- BP-Husky Refining LLC (« Toledo »).

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

Avant le 31 août 2022, Cenovus détenait une participation de 50 % dans Sunrise, qui était contrôlée conjointement avec BP Canada et correspondait à la définition d'une entreprise commune selon IFRS 11, *Partenariats*. Cenovus comptabilisait donc sa quote-part des actifs, des passifs, des produits des activités ordinaires et des charges dans ses résultats consolidés. Du fait de l'acquisition de Sunrise, Cenovus contrôle Sunrise, comme il est défini dans IFRS 10, *États financiers consolidés* (« IFRS 10 ») et Sunrise a donc été consolidée.

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

- Les partenariats avaient pour objectif initial la mise sur pied d'une coentreprise intégrée d'exploitation du pétrole lourd en Amérique du Nord. Les partenariats sont des entités intermédiaires.
- Les ententes exigent des partenaires qu'ils fassent des apports si les fonds sont insuffisants pour qu'ils s'acquittent des obligations ou règlent les passifs de la société ou des partenariats. L'expansion passée de Sunrise et l'expansion passée et future de WRB et de Toledo sont tributaires du financement consenti par les partenaires au moyen d'engagements d'apports de capital, d'effets à payer et de prêts.
- WRB a contracté des facilités d'emprunt consenties par des tiers afin de satisfaire les besoins en fonds de roulement à court terme. Jusqu'en novembre 2022, Sunrise avait elle aussi contracté des facilités d'emprunt consenties par des tiers.

- Sunrise était exploitée comme pour la plupart des relations de participation directe dans l'Ouest canadien, c'est-à-dire que le partenaire est l'exploitant et extrait les produits au nom de l'ensemble des participants conformément à l'accord de partenariat. WRB et Toledo ont des structures très semblables, modifiées pour tenir compte du contexte opérationnel des activités de raffinage.
- En tant qu'exploitants, Cenovus, Phillips 66 et BP, directement ou par l'intermédiaire de filiales entièrement détenues, assurent la commercialisation, achètent les charges d'alimentation nécessaires et s'occupent du transport et du stockage pour le compte des partenaires, car les accords interdisent aux partenaires d'effectuer eux-mêmes ces tâches. En outre, les partenariats n'ont pas d'employés et ne pourraient donc pas s'en acquitter.
- Dans le cadre de chaque partenariat, la production revient à l'un des partenaires, ce qui indique que les partenaires ont des droits sur les avantages économiques découlant des actifs et l'obligation de financer les passifs des partenariats.

Actifs de prospection et d'évaluation

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

Délimitation des unités génératrices de trésorerie

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

Recouvrements tirés de réclamations d'assurance

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

Principales sources d'incertitude relative aux estimations

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

L'évolution de la demande mondiale d'énergie et la progression à l'échelle du globe des sources d'énergie de remplacement qui ne proviennent pas des combustibles fossiles pourraient entraîner une modification des hypothèses utilisées pour déterminer la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation de la société et avoir une incidence sur la valeur comptable de ces actifs, pourraient avoir une incidence sur la mise en valeur ou la viabilité de zones de prospection prometteuses, pourraient nuire aux durées d'utilité estimées des actifs pétroliers et gaziers, ce qui aurait pour effet d'accélérer la dotation aux amortissements, voire les obligations au titre du démantèlement, haussant la valeur actuelle des provisions connexes. Le moment auquel les marchés mondiaux de l'énergie feront la transition des sources d'énergie à base de carbone aux énergies de remplacement est très incertain. Nos estimations tiennent compte des enjeux environnementaux par le recours à des hypothèses clés dans la détermination de la juste valeur, notamment les prix à terme des marchandises, les marges de craquage à terme et les taux d'actualisation. La transition énergétique pourrait avoir des répercussions sur les prix futurs des marchandises. Les hypothèses relatives à l'établissement des prix utilisées pour déterminer les valeurs recouvrables tiennent compte des attentes des marchés et de la demande accrue d'énergie à l'échelle mondiale.

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

Réserves de pétrole brut et de gaz naturel

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

Valeur recouvrable

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

Coûts de démantèlement

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

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

La juste valeur des actifs acquis, des passifs repris et des actifs cédés dans le cadre d'un regroupement d'entreprises, y compris la contrepartie conditionnelle et le goodwill, est estimée en fonction des informations disponibles à la date d'acquisition. Diverses techniques d'évaluation sont appliquées afin d'évaluer la juste valeur, notamment les transactions commerciales comparables et les flux de trésorerie actualisés. Dans le cas des actifs en amont de la société, les principales hypothèses retenues dans les modèles de flux de trésorerie actualisés pour estimer la juste valeur portent notamment sur les prix à terme des marchandises, les volumes de production prévus, le volume des réserves et des ressources, les taux d'actualisation, les coûts de mise en valeur futurs et les charges d'exploitation. Les volumes de production et le volume des réserves et des ressources prévus pour les biens pétroliers et gaziers acquis ont été déterminés par des géologues et des ingénieurs professionnels de la société et des évaluateurs de réserves agréés indépendants. En ce qui a trait aux actifs de fabrication, les principales hypothèses utilisées pour évaluer la juste valeur portaient sur la production, les prix à terme des marchandises, les taux d'actualisation, les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement futures. Toute variation de ces variables pourrait avoir une incidence significative sur la valeur comptable des actifs nets acquis.

Charge d'impôt sur le résultat

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

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

Changements de méthodes comptables

Aucune norme ou interprétation comptable, nouvelle ou modifiée, n'a été adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Adoption à venir de nouvelles normes et interprétations comptables

De nouvelles normes comptables et interprétations ou des modifications de normes comptables entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023 et n'ont donc pas été appliquées au moment de la préparation des états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022. Ces normes et interprétations ne devraient pas avoir une incidence significative sur les états financiers consolidés ou les activités 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 (« CPCI ») au 31 décembre 2022. La direction a utilisé les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework (2013)*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission, pour évaluer la conception et l'efficacité du CIIF. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le CIIF et les CPCI étaient efficaces au 31 décembre 2022.

L'efficacité du CIIF de la société a fait l'objet d'un audit au 31 décembre 2022 par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., cabinet de comptables professionnels agréés indépendant, comme il est mentionné dans le rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant qui est joint à nos états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

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

MISE EN GARDE

Renseignements sur le pétrole et le gaz

Barils d'équivalent de pétrole – Les volumes de gaz naturel ont été convertis en bep à raison de 6 kpi³ pour un baril. Les quantités exprimées en bep peuvent être trompeuses, surtout si elles sont employées isolément. Le facteur de conversion de un baril pour 6 kpi³ se fonde sur une méthode de conversion de l'énergie qui s'applique avant tout au bec du brûleur et ne correspond pas nécessairement à l'équivalence à la tête de puits. Comme le ratio de valeur fondé sur le prix actuel du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement du facteur de conversion de l'énergie de 6:1, l'utilisation d'une conversion fondée sur un facteur de 6:1 ne donne pas une image fidèle de la valeur réellement obtenue.

Information prospective

Le présent document contient des énoncés prospectifs et des informations prospectives (collectivement, l'« information prospective ») à propos des attentes, des estimations et des projections actuelles de la société 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 », « éventuel », « projection », « échéancier », « viser », « souhaiter », « cible », « à terme » ou des expressions analogues, y compris des déclarations à propos de ce qui suit : les principales priorités de Cenovus pour 2023 et au-delà, y compris en ce qui a trait à la sécurité et au rendement opérationnel, au leadership en matière de durabilité, à la domination du marché par les coûts, à la discipline financière, à la croissance des fonds provenant de l'exploitation disponibles, à la répartition des capitaux axée sur le rendement, à l'objectif de notre budget de 2023, au contrôle des coûts; à la maximisation, l'accroissement ou l'amélioration de la valeur ou du rendement pour les actionnaires; au remboursement du capital supplémentaire aux actionnaires au-delà du paiement du dividende de base; à la répartition et au versement de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles conformément à la structure de répartition des capitaux; au désendettement du bilan; à la réduction de notre profil de risque, au rachat d'actions au moment opportun et aux distributions de dividendes variables; à la culture de sécurité et à la performance en matière de sécurité; aux cibles de la société pour chacun de ses cinq secteurs ESG clés; aux fonds provenant de l'exploitation disponibles ainsi qu'à leur répartition et leur versement et leur croissance dans le cadre des cycles de prix des marchandises; à la production en amont et au débit en aval; à la production de flux de trésorerie prévisibles et stables; à la réduction des risques et de la volatilité des flux de trésorerie; à l'optimisation du portefeuille d'actifs de Cenovus; au financement des besoins en trésorerie à court terme et au respect des obligations de paiement; aux profits et aux pertes liés à la gestion des risques; au maintien de notations de premier ordre; aux cibles pour la dette nette; à la discipline en matière de répartition des capitaux; au maintien des liquidités suffisantes à toutes les étapes du cycle économique et au renforcement du bilan et au maintien d'une solide situation financière; à la souplesse dans le contexte où les prix des marchandises sont élevés ou faibles; à la gestion de la structure du capital; au ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et au ratio dette nette/BALIA ajusté; aux économies de coûts; à l'optimisation des structures de coûts et du marché; aux charges d'intérêt; à l'amélioration des efficacités afin de réduire les coûts marginaux du capital, de l'exploitation et de l'administration générale; à la réduction et l'optimisation de la chaîne de valeur; à la réduction des coûts des condensats associés au transport de pétrole lourd; à la poursuite du programme d'investissement de la société et au maintien du dividende de base en fonction d'un prix du WTI de 45 \$ US le baril; à l'atténuation de l'incidence de la volatilité des écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole brut; à l'atténuation de l'incidence de l'exposition aux prix de diverses marchandises et aux écarts de prix et marges de raffinage connexes; à 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; au moment du redémarrage de la raffinerie de Superior et à l'atteinte de la capacité de traitement; au retour aux taux de production normaux à la raffinerie de Wood River; aux paiements variables relativement à l'acquisition de Sunrise; au 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; aux activités de forage, aux programmes d'intégrité des actifs et de réduction des émissions dans le secteur Hydrocarbures classiques; à la prospection et à la production initiale de nouveaux champs ou projets;

à la résilience financière; à l'ajustement du montant des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation, aux prélèvements sur les facilités de crédit ou au remboursement des emprunts en cours, à l'émission de nouveaux titres d'emprunt ou de nouvelles actions; aux dépenses d'investissement futures, y compris l'ajustement des portefeuilles, l'incidence de l'inflation, 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 West White Rose, aux progrès en vue du raccordement du champ de Narrows Lake à l'installation de Christina Lake, aux opérations de raffinage et à la fiabilité ainsi qu'à la décongestion de nos actifs en aval, à l'augmentation de la capacité de conversion du pétrole lourd; à l'exposition de la société aux écarts de production de pétrole lourd léger, indépendamment de la production de pétrole brut; à l'état et au moment de la clôture de l'acquisition de Toledo et à l'augmentation de la production; à l'application du modèle d'exploitation de la société à Sunrise et à l'ajout de la production de Sunrise à la suite de son acquisition; à 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; au réinvestissement dans l'entreprise et la diversification; au programme de forage hivernal du secteur Hydrocarbures classiques; à 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; à 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 et la reprise de la production; à la mise en production des champs gaziers MAC et MDK; au forage de puits de mise en valeur et à la construction d'installations de production ainsi qu'à la production qui en est tirée; aux obligations découlant de poursuites judiciaires; à la capacité de la société d'atténuer partiellement l'incidence des écarts des prix des marchandises; aux perspectives de la société pour les marchandises et le dollar canadien, y compris les incidences qui en découlent et 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 aux acquisitions; l'exactitude de toute évaluation effectuée relativement aux acquisitions; les prévisions de la production et des volumes de production et leur moment; 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 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; 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 Canada; les conditions commerciales et du marché; l'inflation prévue et d'autres hypothèses inhérentes aux indications pour 2023 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 2023, mises à jour le 5 décembre 2022, et qui peuvent être consultées au cenovus.com, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent de 83,00 \$ US le baril, prix du WTI de 77,00 \$ US le baril; prix du WCS de 54,50 \$ US le baril; écart WTI-WCS de 22,50 \$ US le baril; prix du gaz naturel AECO de 4,85 \$ le millier de pieds cubes; marge de craquage 3-2-1 à Chicago de 26,50 \$ US le baril; et taux de change de 0,75 \$ 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; la capacité de la société de réaliser les avantages escomptés des acquisitions dans les délais prévus ou son incapacité à les réaliser; 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 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 Canada; l'offre et la demande de produits; l'exactitude des hypothèses relatives au cours de l'action de la société et à sa capitalisation boursière; la concurrence, notamment celle issue des nouvelles formes d'énergie; les risques inhérents aux activités de commercialisation de la société, y compris les risques de crédit; l'exposition aux contreparties et aux partenaires, y compris la capacité et la volonté de ces parties d'acquiescer leurs obligations contractuelles en temps voulu; les risques inhérents à l'exploitation du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de la société, notamment les risques pour la santé, la sécurité et l'environnement; la capacité de la société à maintenir un ratio dette nette/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, notamment à des installations exploitées par nos partenaires ou de tierces parties, comme les éruptions, les incendies, les explosions, les incidents reliés au transport par rail ou les déraillements, les incidents de vol, les collisions avec des icebergs, les fuites de gaz, la migration des substances dangereuses, la perte de confinement, les déversements d'installations extracôtières et de navires aux terminaux ou aux plateformes centrales, à la suite de fuites de pipelines ou autres, la corrosion, les épidémies ou les pandémies, et autres catastrophes, notamment les guerres, les conditions météorologiques extrêmes en mer, les conditions atmosphériques extrêmes, les désastres naturels, les actes de militantisme, 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 diversifiés et la capacité de la société à recruter les personnes qui les possèdent et à les maintenir en poste; l'incapacité éventuelle à attirer et à retenir du personnel de direction et du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce en temps voulu et de manière rentable; l'évolution des données démographiques et des relations quant au personnel, notamment le personnel syndiqué; les coûts imprévus d'abandon et de remise en état; l'évolution du cadre réglementaire dans tous les territoires où la société exerce des activités ou de toute infrastructure sur laquelle elle s'appuie, notamment le processus d'attribution de permis et d'approbation réglementaire; les

mesures gouvernementales ou les initiatives réglementaires visant à réduire l'exploitation énergétique ou à réaliser des plans plus larges en matière de changements climatiques; les changements aux processus d'approbation réglementaire et aux désignations d'utilisation des terres, le régime de redevances, les impôts et les taxes, l'environnement, les GES, le carbone, les changements climatiques et d'autres lois et règlements ou l'évolution de l'interprétation qui en est faite, dans leur version adoptée ou proposée, leurs répercussions et les coûts de conformité connexes; les périodes prévues d'entrée en vigueur de diverses prises de position en comptabilité, de modifications de règles comptables et de normes comptables, ainsi que leur incidence projetée sur les activités, les résultats financiers et les états financiers consolidés de la société; l'évolution de la conjoncture générale de l'économie, des marchés et des affaires; l'incidence des accords de production convenus entre l'OPEP et des pays hors OPEP; la situation politique, sociale et économique des pays dans lesquels la société exerce des activités ou qu'elle approvisionne; l'état de ses relations avec les collectivités au sein desquelles elle exerce ses activités, notamment les collectivités autochtones; la survenance d'événements imprévus tels que les protestations, les pandémies, la guerre et les menaces terroristes et l'instabilité qui en résulte; et les risques liés aux poursuites, aux propositions des actionnaires et aux mesures réglementaires, actuelles et éventuelles, visant la société. En outre, les mesures que nous prenons pour mettre en œuvre les cibles, les engagements et les objectifs liés aux domaines d'intérêt en matière d'ESG pourraient avoir une incidence négative sur nos activités, nos plans de croissance et nos résultats opérationnels et financiers futurs.

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive et est fournie à la date du présent rapport de gestion. Des événements ou des situations peuvent faire en sorte que les résultats réels de la société diffèrent de manière significative des résultats estimés ou prévus exprimés, de manière expresse ou implicite, dans l'information prospective. Pour l'analyse détaillée des principaux facteurs de risque de la société, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion ainsi qu'aux facteurs de risque décrits dans d'autres documents que la société dépose de temps à autre auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières du Canada et qui sont disponibles sur SEDAR, à l'adresse sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis sur EDGAR, à l'adresse sec.gov. Ces documents sont également disponibles sur le site Web de la société, à l'adresse cenovus.com.

L'information concernant la société ou reliée au site Web de la société, à l'adresse cenovus.com, ne fait pas partie du présent rapport de gestion, à moins d'y être expressément intégrée par renvoi.

ABRÉVIATIONS ET DÉFINITIONS

Ci-après figurent les abréviations et définitions 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		

Les émissions du champ d'application 1 sont les émissions de GES directement produites par des installations appartenant à la société déclarante ou exploitées par elle. Ces émissions comprennent les émissions de combustion de combustibles, les émissions d'évacuation, les émissions liées aux procédés industriels et les émissions fugitives provenant de l'équipement. Cenovus comptabilise ses émissions sur la base de ses activités brutes à titre d'exploitant. La société déclare également la part nette des émissions de tous ses actifs.

Les émissions du champ d'application 2 sont les émissions de GES associées à l'achat ou l'acquisition d'électricité, de vapeur, de chaleur ou de refroidissement pour utilisation dans l'installation détenue ou exploitée.

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 dans le cadre de l'arrangement, les fonds provenant de l'exploitation ajustés, les fonds provenant de l'exploitation de base ajustés par action, les fonds provenant de l'exploitation dilués ajustés par action, les fonds provenant de l'exploitation disponibles, l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles, la marge brute, la marge de raffinage, les charges d'exploitation unitaires, les charges d'épuisement et d'amortissement unitaires et les prix nets opérationnels (y compris le total des prix nets opérationnels par bep).

Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des mesures supplémentaires afin qu'ils puissent analyser l'information sur notre liquidité et notre capacité à dégager des fonds pour financer nos activités. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni en substitut des mesures préparées selon les IFRS. La définition de chaque mesure financière déterminée et son rapprochement, s'il y a lieu, sont fournis dans la présente mise en garde et pourraient aussi être présentés dans les rubriques « Résultats d'exploitation et résultats financiers » et « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

Marge d'exploitation

La marge d'exploitation et la marge d'exploitation par actif sont des mesures hors PCGR et la marge d'exploitation des secteurs en amont et en aval sont des mesures financières déterminées. Ces mesures permettent d'assurer la comparabilité de la performance financière d'une période à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie de nos actifs et de nos activités. La marge d'exploitation correspond aux produits des activités ordinaires, déduction faite des marchandises achetées, des frais de transport et de fluidification et des charges d'exploitation, plus les profits réalisés liés à la gestion des risques, moins les pertes réalisées sur ces opérations. Les éléments du secteur Activités non sectorielles et éliminations sont exclus du calcul de la marge d'exploitation.

(en millions de dollars)	Secteurs en amont			Secteurs en aval			Total		
	2022	2021 ⁽¹⁾	2020	2022	2021 ⁽²⁾	2020	2022	2021 ^(1,2)	2020
Produits des activités ordinaires									
Chiffre d'affaires brut	41 127	27 844	9 708	38 102	26 258	4 815	79 229	54 102	14 523
Déduire : Redevances	4 868	2 454	371	—	—	—	4 868	2 454	371
	36 259	25 390	9 337	38 102	26 258	4 815	74 361	51 648	14 152
Charges									
Marchandises achetées	6 833	4 059	1 530	32 501	23 111	4 429	39 334	27 170	5 959
Transport et fluidification	12 194	8 714	4 764	—	—	—	12 194	8 714	4 764
Activités d'exploitation	3 789	3 241	1 476	3 050	2 258	785	6 839	5 499	2 261
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	1 619	788	268	112	104	(21)	1 731	892	247
Marge d'exploitation	11 824	8 588	1 299	2 439	785	(378)	14 263	9 373	921

(en millions de dollars)	2022											
	Secteurs en amont				Secteurs en aval				Total			
	Trimestre clos le				Trimestre clos le				Trimestre clos le			
	T4	T3	T2	T1 ⁽¹⁾	T4	T3 ⁽²⁾	T2 ⁽²⁾	T1 ⁽²⁾	T4	T3 ⁽²⁾	T2 ⁽²⁾	T1 ^(1,2)
Produits des activités ordinaires												
Chiffre d'affaires brut	8 307	10 238	11 685	10 897	8 380	10 887	10 719	8 116	16 687	21 125	22 404	19 013
Déduire : Redevances	875	1 226	1 582	1 185	—	—	—	—	875	1 226	1 582	1 185
	7 432	9 012	10 103	9 712	8 380	10 887	10 719	8 116	15 812	19 899	20 822	17 828
Charges												
Marchandises achetées	1 157	2 397	1 461	1 818	7 071	9 694	8 919	6 817	8 228	12 091	10 380	8 635
Transport et fluidification	2 962	2 800	3 238	3 194	—	—	—	—	2 962	2 800	3 238	3 194
Activités d'exploitation	955	915	1 010	909	759	780	866	645	1 714	1 695	1 876	1 554
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	134	51	563	871	(8)	(77)	87	110	126	(26)	650	981
Marge d'exploitation	2 224	2 849	3 831	2 920	558	490	847	544	2 782	3 339	4 678	3 464

- 1) Les résultats de la période comparative ont été rajustés afin de mieux rendre compte des frais de fluidification. Se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.
- 2) Les résultats de la période antérieure ont fait l'objet d'une nouvelle présentation. En septembre 2022, la société s'est départie de la majeure partie de l'entreprise de vente de carburant au détail. Les résultats du secteur Vente ont été combinés à ceux du secteur Fabrication au Canada. Se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information. Il n'y a eu aucune incidence sur la marge d'exploitation totale des secteurs en aval ou la marge d'exploitation totale.

(en millions de dollars)	2021											
	Secteurs en amont ⁽¹⁾				Secteurs en aval ⁽²⁾				Total ^(1,2)			
	Trimestre clos le				Trimestre clos le				Trimestre clos le			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Produits des activités ordinaires												
Chiffre d'affaires brut ⁽¹⁾	8 237	7 354	6 128	6 125	8 010	7 422	6 226	4 600	16 247	14 776	12 354	10 725
Déduire : Redevances	815	733	533	373	—	—	—	—	815	733	533	373
	7 422	6 621	5 595	5 752	8 010	7 422	6 226	4 600	15 432	14 043	11 821	10 352
Charges												
Marchandises achetées ⁽¹⁾	1 198	1 074	717	1 070	7 223	6 600	5 410	3 878	8 421	7 674	6 127	4 948
Transport et fluidification ⁽¹⁾	2 599	2 137	2 006	1 972	—	—	—	—	2 599	2 137	2 006	1 972
Activités d'exploitation	865	800	791	785	689	537	515	517	1 554	1 337	1 306	1 302
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	202	168	188	230	56	17	10	21	258	185	198	251
Marge d'exploitation	2 558	2 442	1 893	1 695	42	268	291	184	2 600	2 710	2 184	1 879

- 1) Les résultats de la période comparative ont été rajustés afin de mieux rendre compte des frais de fluidification. Se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.
- 2) Les résultats de la période antérieure ont fait l'objet d'une nouvelle présentation. En septembre 2022, la société s'est départie de la majeure partie de l'entreprise de vente de carburant au détail. Les résultats du secteur Vente ont été combinés à ceux du secteur Fabrication au Canada. Se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information. Il n'y a eu aucune incidence sur la marge d'exploitation totale des secteurs en aval ou la marge d'exploitation totale.

Marge d'exploitation par actif

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2022			Exercice clos le 31 décembre 2022		
	Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extra-côtière ¹⁾	Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extra-côtière ²⁾
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	359	86	445	1 442	578	2 020
Déduire : Redevances	20	1	21	80	(3)	77
	339	85	424	1 362	581	1 943
Charges						
Transport et fluidification	—	3	3	—	15	15
Activités d'exploitation	26	58	84	114	204	318
Marge d'exploitation	313	24	337	1 248	362	1 610

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

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2021			Exercice clos le 31 décembre 2021		
	Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extra-côtière ¹⁾	Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extra-côtière ²⁾
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	377	143	520	1 342	440	1 782
Déduire : Redevances	26	8	34	79	29	108
	351	135	486	1 263	411	1 674
Charges						
Transport et fluidification	—	5	5	—	15	15
Activités d'exploitation	29	44	73	103	136	239
Marge d'exploitation	322	86	408	1 160	260	1 420

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

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

Coûts d'intégration totaux dans le cadre de l'arrangement

Les coûts d'intégration totaux dans le cadre de l'arrangement 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)	Exercices clos les 31 décembre	
	2022	2021
Coûts d'intégration ¹⁾	90	349
Coûts d'intégration incorporés à l'actif ²⁾	5	53
Coûts d'intégration totaux dans le cadre de l'arrangement	95	402

1) *Se reporter à la note 8 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.*

2) *Coûts inclus dans les dépenses d'investissement dans les tableaux consolidés 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 financière hors PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer la capacité d'une entreprise de financer ses programmes d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières. 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 créiteurs, des charges à payer et du passif d'impôt. Les fonds provenant de l'exploitation de base ajustés par action correspondent aux fonds provenant de l'exploitation ajustés divisés par le nombre moyen pondéré d'actions de base en circulation. Les fonds provenant de l'exploitation dilués ajustés par action correspondent aux fonds provenant de l'exploitation ajustés divisés par le nombre moyen pondéré d'actions dilué en circulation.

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			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (Ajouter) déduire :	2 970	4 089	2 979	1 365	2 184	2 138	1 369	228
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(49)	(55)	(27)	(19)	(35)	(38)	(18)	(11)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	673	1 193	(92)	(1 199)	271	(166)	(430)	(902)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	2 346	2 951	3 098	2 583	1 948	2 342	1 817	1 141
Dépenses d'investissement	1 274	866	822	746	835	647	534	547
Fonds provenant de l'exploitation disponibles	1 072	2 085	2 276	1 837	1 113	1 695	1 283	594
Ajouter (déduire) :								
Dividendes de base versés sur les actions ordinaires	(201)	(205)	(207)	(69)	(70)	(35)	(36)	(35)
Dividendes versés sur les actions privilégiées	—	(9)	(8)	(9)	(8)	(9)	(8)	(9)
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(49)	(55)	(27)	(19)	(35)	(38)	(18)	(11)
Remboursement du capital des contrats de location	(74)	(78)	(75)	(75)	(78)	(70)	(77)	(75)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(7)	(389)	(1)	—	—	—	—	(7)
Produit de la sortie d'actifs	45	407	112	950	247	83	100	5
Paieement à la sortie d'actifs	—	—	(50)	—	—	—	—	—
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles	786	1 756	2 020	2 615	1 169	1 626	1 244	462

(en millions de dollars)	Exercices clos les 31 décembre		
	2022	2021	2020
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation (Ajouter) déduire :	11 403	5 919	273
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(150)	(102)	(42)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	575	(1 227)	198
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	10 978	7 248	117
Dépenses d'investissement	3 708	2 563	841
Fonds provenant de l'exploitation disponibles	7 270	4 685	(724)

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

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

Fabrication au Canada

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2022				
	Base de calcul pour la marge de raffinage				
	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ¹⁾	Total – Fabrication au Canada ²⁾
Produits des activités ordinaires	905	240	1 145	627	1 772
Marchandises achetées	574	170	744	580	1 324
Marge brute	331	70	401	47	448
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)	68,4	25,9	94,3		
Marge de raffinage (\$/b)	52,60	29,36	46,21		
(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2022 ^{3),4)}				
	Base de calcul pour la marge de raffinage				
	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ¹⁾	Total – Fabrication au Canada ²⁾
Produits des activités ordinaires	999	387	1 386	782	2 168
Marchandises achetées	747	286	1 033	714	1 747
Marge brute	252	101	353	68	421
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)	38,33	40,33	38,88		

1) Comprennent l'éthanol, les activités de transport ferroviaire et les activités liées aux carburants commerciaux.

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

3) Les chiffres de la période comparative pour la marge de raffinage du secteur Fabrication au Canada ont fait l'objet d'une nouvelle présentation pour inclure les activités de commercialisation.

4) Les résultats de la période antérieure ont fait l'objet d'une nouvelle présentation. En septembre 2022, la société s'est départie de la majeure partie de l'entreprise de vente de carburant au détail. Les résultats du secteur Vente ont été combinés à ceux du secteur Fabrication au Canada. Se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information. Il n'y a eu aucune incidence sur la marge d'exploitation totale des secteurs en aval ou la marge d'exploitation totale.

Trimestre clos le 30 juin 2022 ¹⁾					
Base de calcul pour la marge de raffinage					
(en millions de dollars)	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ²⁾	Total – Fabrication au Canada ^{3),4)}
Produits des activités ordinaires	1 162	243	1 405	840	2 245
Marchandises achetées	1 012	210	1 222	760	1 982
Marge brute	150	33	183	80	263

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)	64,6	16,3	80,9	
Marge de raffinage (\$/b)	25,54	22,22	24,87	

Trimestre clos le 31 mars 2022 ¹⁾					
Base de calcul pour la marge de raffinage					
(en millions de dollars)	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ²⁾	Total – Fabrication au Canada ^{3),4)}
Produits des activités ordinaires	756	186	942	665	1 607
Marchandises achetées	585	143	728	605	1 333
Marge brute	171	43	214	60	274

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)	70,7	27,4	98,1	
Marge de raffinage (\$/b)	26,98	17,33	24,28	

Exercice clos le 31 décembre 2022					
Base de calcul pour la marge de raffinage					
(en millions de dollars)	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ²⁾	Total – Fabrication au Canada ³⁾
Produits des activités ordinaires	3 822	1 056	4 878	2 914	7 792
Marchandises achetées	2 918	809	3 727	2 662	6 389
Marge brute	904	247	1 151	252	1 403

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)	68,7	24,2	92,9	
Marge de raffinage (\$/b)	36,04	27,91	33,92	

1) Les chiffres de la période comparative pour la marge de raffinage du secteur Fabrication au Canada ont fait l'objet d'une nouvelle présentation pour inclure les activités de commercialisation.

2) Comprennent l'éthanol, les activités de transport ferroviaire et les activités liées aux carburants commerciaux.

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

4) Les résultats de la période antérieure ont fait l'objet d'une nouvelle présentation. En septembre 2022, la société s'est départie de la majeure partie de l'entreprise de vente de carburant au détail. Les résultats du secteur Vente ont été combinés à ceux du secteur Fabrication au Canada. Se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information. Il n'y a eu aucune incidence sur la marge d'exploitation totale des secteurs en aval ou la marge d'exploitation totale.

Trimestre clos le 31 décembre 2021 ¹⁾					
Base de calcul pour la marge de raffinage					
(en millions de dollars)	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ²⁾	Total – Fabrication au Canada ^{3),4)}
Produits des activités ordinaires	1 044	205	1 249	607	1 856
Marchandises achetées	887	172	1 059	529	1 588
Marge brute	157	33	190	78	268

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)	80,4	27,9	108,3
Marge de raffinage (\$/b)	21,26	12,77	19,07

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 ¹⁾					
Base de calcul pour la marge de raffinage					
(en millions de dollars)	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ²⁾	Total – Fabrication au Canada ^{3),4)}
Produits des activités ordinaires	3 245	816	4 061	2 154	6 215
Marchandises achetées	2 698	659	3 357	1 799	5 156
Marge brute	547	157	704	355	1 059

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)	79,0	27,5	106,5
Marge de raffinage (\$/b)	18,96	15,60	18,09

- 1) Les chiffres de la période comparative pour la marge de raffinage du secteur Fabrication au Canada ont fait l'objet d'une nouvelle présentation pour inclure les activités de commercialisation.
- 2) Comprennent l'éthanol, les activités de transport ferroviaire et les activités liées aux carburants commerciaux.
- 3) Ces montants, exclusion faite de la marge brute, sont présentés à la note 1 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.
- 4) Les résultats de la période antérieure ont fait l'objet d'une nouvelle présentation. En septembre 2022, la société s'est départie de la majeure partie de l'entreprise de vente de carburant au détail. Les résultats du secteur Vente ont été combinés à ceux du secteur Fabrication au Canada. Se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information. Il n'y a eu aucune incidence sur la marge d'exploitation totale du secteur en aval ou la marge d'exploitation totale.

Fabrication aux États-Unis

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre	
	2022	2021
Produits des activités ordinaires ¹⁾	6 608	6 154
Marchandises achetées ¹⁾	5 747	5 635
Marge brute	861	519
Production de pétrole brut (kb/j)	379,2	361,6
Marge de raffinage (\$/b)	24,70	15,63

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

(en millions de dollars)	Exercices clos les 31 décembre		
	2022	2021	2020
Produits des activités ordinaires ¹⁾	30 310	20 043	4 733
Marchandises achetées ¹⁾	26 112	17 955	4 429
Marge brute	4 198	2 088	304
Production de pétrole brut (kb/j)	400,8	401,5	185,9
Marge de raffinage (\$/b)	28,70	14,25	4,47

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

Charges d'amortissement et d'épuisement unitaires

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

Rapprochements des prix nets opérationnels

Le prix net opérationnel est une mesure financière hors PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer le rendement opérationnel d'une entreprise sur une base unitaire. La formule de calcul du prix net opérationnel de la société est conforme à la définition de cette mesure figurant dans le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*. Le prix net opérationnel par bep correspond à la marge par baril d'équivalent de pétrole. Il s'entend des ventes brutes moins les redevances, les frais de transport et de fluidification et les charges d'exploitation, et le prix net opérationnel par bep est divisé par les volumes de vente. Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits, ni de leur reprise, tant qu'elles ne sont pas réalisées lorsque les produits sont vendus et ne rendent pas compte des activités de gestion des risques. 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 et de la marge d'exploitation figurant dans nos états financiers consolidés intermédiaires.

Production totale

Résultats financiers en amont

	Ajustements					Base pour le calcul des prix nets opérationnels	
	Total en amont ¹⁾	Condensats	Tierces sources	Consommation interne ²⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ³⁾	Autres ⁴⁾	Total en amont
Trimestre clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars)							
Chiffre d'affaires brut	8 307	(2 415)	(1 063)	(349)	77	(123)	4 434
Redevances	875	—	—	—	27	(1)	901
Marchandises achetées	1 157	—	(1 063)	—	—	(94)	—
Transport et fluidification	2 962	(2 415)	—	—	—	(4)	543
Activités d'exploitation	955	—	—	(349)	15	(11)	610
Prix net opérationnel	2 358	—	—	—	35	(13)	2 380
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	134	—	—	—	—	—	134
Marge d'exploitation	2 224	—	—	—	35	(13)	2 246
Trimestre clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars)							
Chiffre d'affaires brut ⁵⁾	8 237	(2 201)	(1 079)	(241)	62	(146)	4 632
Redevances	815	—	—	—	29	—	844
Marchandises achetées ⁵⁾	1 198	—	(1 079)	—	—	(119)	—
Transport et fluidification	2 599	(2 201)	—	—	—	—	398
Activités d'exploitation	865	—	(8)	(241)	7	(3)	620
Prix net opérationnel	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

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 la période comparative ont été rajustés afin de mieux rendre compte des frais de fluidification. Se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.

Exercice clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars)	Ajustements						Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Total en amont ¹⁾	Condensats	Tierces sources	Consommation interne ²⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ³⁾	Autres ⁴⁾	Total en amont
Chiffre d'affaires brut	41 127	(10 307)	(6 524)	(1 170)	271	(429)	22 968
Redevances	4 868	—	—	—	116	(12)	4 972
Marchandises achetées	6 833	—	(6 524)	—	—	(309)	—
Transport et fluidification	12 194	(10 307)	—	—	—	(39)	1 848
Activités d'exploitation	3 789	—	—	(1 170)	36	(39)	2 616
Prix net opérationnel	13 443	—	—	—	119	(30)	13 532
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	1 619	—	(8)	—	—	—	1 611
Marge d'exploitation	11 824	—	8	—	119	(30)	11 921

Exercice clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars)	Ajustements						Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Total en amont ¹⁾	Condensats	Tierces sources	Consommation interne ²⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ³⁾	Autres ⁴⁾	Total en amont
Chiffre d'affaires brut ²⁾	27 844	(7 095)	(3 761)	(710)	224	(390)	16 112
Redevances	2 454	—	—	—	52	—	2 506
Marchandises achetées ³⁾	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 net opérationnel	9 376	—	8	—	147	(56)	9 475
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	788	—	(2)	—	—	—	786
Marge d'exploitation	8 588	—	10	—	147	(56)	8 689

Exercice clos le 31 décembre 2020 (en millions de dollars)	Ajustements						Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Total en amont ¹⁾	Condensats	Tierces sources	Consommation interne ²⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ³⁾	Autres ⁴⁾	Total en amont
Chiffre d'affaires brut ²⁾	9 708	(3 452)	(1 559)	—	(295)	(58)	4 344
Redevances	371	—	—	(1)	—	—	370
Marchandises achetées ³⁾	1 530	—	(1 559)	—	—	29	—
Transport et fluidification	4 764	(3 452)	—	1	—	—	1 313
Activités d'exploitation	1 476	—	—	—	(295)	(72)	1 109
Prix net opérationnel	1 567	—	—	—	—	(15)	1 552
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	268	—	—	—	—	—	268
Marge d'exploitation	1 299	—	—	—	—	(15)	1 284

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 la période comparative ont été rajustés afin de mieux rendre compte des frais de fluidification. Se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.

Sables bitumineux

Base pour le calcul des prix nets opérationnels								
Trimestre clos le 31 décembre 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	1 282	1 453	222	745	3 702	4	3 706	
Redevances	338	344	13	88	783	1	784	
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	
Transport et fluidification	255	157	42	39	493	—	493	
Activités d'exploitation	194	221	60	257	732	3	735	
Prix net opérationnel	495	731	107	361	1 694	—	1 694	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	59	
Marge d'exploitation	—	—	—	—	—	—	1 635	

Base pour le calcul des prix nets opérationnels					
Trimestre clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars)	Total – Sables bitumineux	Ajustements			Total – Sables bitumineux ³⁾
		Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾	
Chiffre d'affaires brut	3 706	2 415	500	110	6 731
Redevances	784	—	—	—	784
Marchandises achetées	—	—	500	94	594
Transport et fluidification	493	2 415	—	14	2 922
Activités d'exploitation	735	—	—	(2)	733
Prix net opérationnel	1 694	—	—	4	1 698
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	59	—	—	—	59
Marge d'exploitation	1 635	—	—	4	1 639

Base pour le calcul des prix nets opérationnels								
Trimestre clos le 31 décembre 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	1 304	1 441	189	903	3 837	4	3 841	
Redevances	280	345	7	102	734	—	734	
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	
Transport et fluidification	166	140	28	42	376	—	376	
Activités d'exploitation	184	194	39	230	647	6	653	
Prix net opérationnel	674	762	115	529	2 080	(2)	2 078	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	202	
Marge d'exploitation	—	—	—	—	—	—	1 876	

Base pour le calcul des prix nets opérationnels					
Trimestre clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars)	Total – Sables bitumineux	Ajustements			Total – Sables bitumineux ³⁾
		Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾	
Chiffre d'affaires brut ⁴⁾	3 841	2 201	537	138	6 717
Redevances	734	—	—	—	734
Marchandises achetées ⁴⁾	—	—	537	119	656
Transport et fluidification	376	2 201	—	—	2 577
Activités d'exploitation	653	—	—	5	658
Prix net opérationnel	2 078	—	—	14	2 092
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	202	—	—	—	202
Marge d'exploitation	1 876	—	—	14	1 890

Base pour le calcul des prix nets opérationnels								
Exercice clos le 31 décembre 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	6 723	7 951	950	3 967	19 591	18	19 609	
Redevances	1 783	2 244	59	390	4 476	6	4 482	
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	
Transport et fluidification	814	588	135	149	1 686	—	1 686	
Activités d'exploitation	870	898	193	960	2 921	20	2 941	
Prix net opérationnel	3 256	4 221	563	2 468	10 508	(8)	10 500	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	1 527	
Marge d'exploitation	—	—	—	—	—	—	8 973	

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 états financiers consolidés intermédiaires.

4) Les résultats de la période comparative ont été rajustés afin de mieux rendre compte des frais de fluidification. Se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.

Exercice clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Total – Sables bitumineux ³⁾
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾				
Chiffre d'affaires brut	19 609	10 307	4 501	358			34 775	
Redevances	4 482	—	—	11			4 493	
Marchandises achetées	—	—	4 501	309			4 810	
Transport et fluidification	1 686	10 307	—	43			12 036	
Activités d'exploitation	2 941	—	—	(11)			2 930	
Prix net opérationnel	10 500	—	—	6			10 506	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	1 527	—	—	—			1 527	
Marge d'exploitation	8 973	—	—	6			8 979	

Exercice clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels							Total – Sables bitumineux
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Sables bitumineux ¹⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel		
Chiffre d'affaires brut	4 341	5 115	616	3 212	13 284	13	13 297	
Redevances	767	1 078	20	330	2 195	1	2 196	
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	
Transport et fluidification	686	526	111	207	1 530	—	1 530	
Activités d'exploitation	701	700	157	858	2 416	21	2 437	
Prix net opérationnel	2 187	2 811	328	1 817	7 143	(9)	7 134	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	786	
Marge d'exploitation	—	—	—	—	—	—	6 348	

Exercice clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Total – Sables bitumineux ³⁾
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾				
Chiffre d'affaires brut ²⁾	13 297	7 095	2 106	329			22 827	
Redevances	2 196	—	—	—			2 196	
Marchandises achetées ⁴⁾	—	—	2 106	298			2 404	
Transport et fluidification	1 530	7 095	—	—			8 625	
Activités d'exploitation	2 437	—	—	14			2 451	
Prix net opérationnel	7 134	—	—	17			7 151	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	786	—	—	—			786	
Marge d'exploitation	6 348	—	—	17			6 365	

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

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

- 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 états financiers consolidés intermédiaires.
- 4) Les résultats de la période comparative ont été rajustés afin de mieux rendre compte des frais de fluidification. Se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.
- 5) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits, ni de leur reprise, tant qu'elles ne sont pas réalisées lorsque les produits sont vendus. Ces montants sont présentés après déduction des reprises de perte de valeur des stocks.

Hydrocarbures classiques

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements		
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres ¹⁾	Hydrocarbures classiques ²⁾	
Trimestre clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars)					
Chiffre d'affaires brut	555	563	13	1 131	
Redevances	69	—	1	70	
Marchandises achetées	—	563	—	563	
Transport et fluidification	47	—	(10)	37	
Activités d'exploitation	135	—	3	138	
Prix net opérationnel	304	—	19	323	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	75	—	—	75	
Marge d'exploitation	229	—	19	248	
Base de calcul pour les prix nets opérationnels					
Trimestre clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars)					
Chiffre d'affaires brut	450	542	8	1 000	
Redevances	47	—	—	47	
Marchandises achetées	—	542	—	542	
Transport et fluidification	17	—	—	17	
Activités d'exploitation	128	8	(2)	134	
Prix net opérationnel	258	(8)	10	260	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	
Marge d'exploitation	258	(8)	10	260	
Base de calcul pour les prix nets opérationnels					
Exercice clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars)					
Chiffre d'affaires brut	2 238	2 023	71	4 332	
Redevances	297	—	1	298	
Marchandises achetées	—	2 023	—	2 023	
Transport et fluidification	147	—	(4)	143	
Activités d'exploitation	520	—	21	541	
Prix net opérationnel	1 274	—	53	1 327	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	84	8	—	92	
Marge d'exploitation	1 190	(8)	53	1 235	
Base de calcul pour les prix nets opérationnels					
Exercice clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars)					
Chiffre d'affaires brut	1 519	1 655	61	3 235	
Redevances	150	—	—	150	
Marchandises achetées	—	1 655	—	1 655	
Transport et fluidification	74	—	—	74	
Activités d'exploitation	521	8	22	551	
Prix net opérationnel	774	(8)	39	805	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	2	—	2	
Marge d'exploitation	774	(10)	39	803	
Base de calcul pour les prix nets opérationnels					
Exercice clos le 31 décembre 2020 (en millions de dollars)					
Chiffre d'affaires brut	586	269	49	904	
Redevances	40	—	—	40	
Marchandises achetées	—	269	(1)	268	
Transport et fluidification	81	—	—	81	
Activités d'exploitation	295	—	25	320	
Prix net opérationnel	170	—	25	195	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	
Marge d'exploitation	170	—	25	195	

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 états financiers consolidés intermédiaires.

Production extracôtère

	Base de calcul pour les prix nets opérationnels					Ajustements			Total – production extracôtère ³⁾
	Chine	Indonésie ¹⁾	Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Total – production extracôtère	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾		Autres ²⁾	
Trimestre clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars)									
Chiffre d'affaires brut	359	77	436	86	522	(77)	—	—	445
Redevances	20	27	47	1	48	(27)	—	—	21
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	—	3	3	—	—	—	3
Activités d'exploitation	24	17	41	48	89	(15)	10	—	84
Prix net opérationnel (Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	315	33	348	34	382	(35)	(10)	—	337
Marge d'exploitation					382	(35)	(10)	—	337

	Base de calcul pour les prix nets opérationnels					Ajustement			Total – production extracôtère ³⁾
	Chine	Indonésie ¹⁾	Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Total – production extracôtère	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾		Autres ²⁾	
Trimestre clos le 31 décembre 2021 (en millions de dollars)									
Chiffre d'affaires brut	377	62	439	143	582	(62)	—	—	520
Redevances	26	29	55	8	63	(29)	—	—	34
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	—	5	5	—	—	—	5
Activités d'exploitation	23	12	35	45	80	(7)	—	—	73
Prix net opérationnel (Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	328	21	349	85	434	(26)	—	—	408
Marge d'exploitation					434	(26)	—	—	408

	Base de calcul pour les prix nets opérationnels					Ajustements			Total – production extracôtère ³⁾
	Chine	Indonésie ¹⁾	Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Total – production extracôtère	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾		Autres ²⁾	
Exercice clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars)									
Chiffre d'affaires brut	1 442	271	1 713	578	2 291	(271)	—	—	2 020
Redevances	80	116	196	(3)	193	(116)	—	—	77
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	—	15	15	—	—	—	15
Activités d'exploitation	99	51	150	175	325	(36)	29	—	318
Prix net opérationnel (Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	1 263	104	1 367	391	1 758	(119)	(29)	—	1 610
Marge d'exploitation					1 758	(119)	(29)	—	1 610

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

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.

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 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre		
	2022	2021	2022	2021	2020
Sables bitumineux					
Foster Creek	184,7	194,5	189,4	178,8	164,9
Christina Lake	246,5	239,1	247,5	232,7	221,7
Sunrise ²⁾	42,0	29,9	30,2	25,2	—
Autres – Sables bitumineux	118,5	141,2	118,7	143,2	—
Total – Sables bitumineux²⁾	591,7	604,7	585,8	579,9	386,6
Hydrocarbures classiques	125,5	125,3	127,2	133,4	89,8
Ventes avant déduction de la consommation interne	717,2	730,0	713,0	713,3	476,4
Déduire : Consommation interne³⁾	(93,4)	(88,8)	(86,6)	(86,0)	(55,9)
Ventes après déduction de la consommation interne	623,8	641,2	626,4	627,3	420,5
Production extracôtière					
Asie-Pacifique – Chine	47,1	52,7	48,2	50,8	—
Asie-Pacifique – Indonésie	12,8	9,8	10,5	9,5	—
Asie-Pacifique – Total	59,9	62,5	58,7	60,3	—
Région de l'Atlantique	7,3	15,0	11,3	13,2	—
Total – Production extracôtière	67,2	77,5	70,0	73,5	—
Total – Ventes	691,0	718,7	696,4	700,8	420,5

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.

Ajustements aux états consolidés des résultats et aux informations sectorielles

Certaines données comparatives figurant dans les états consolidés des résultats, dans les secteurs Sables bitumineux, Fabrication au Canada, Vente (données historiques) et Activités non sectorielles et éliminations, ont été révisées.

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 ses 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 rendre compte du 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, la situation financière ou les flux de trésorerie. Pour un complément d'information, se reporter aux états financiers consolidés intermédiaires des périodes closes le 30 juin 2022.

En septembre 2022, la société a réalisé le dessaisissement de la majeure partie des actifs de l'entreprise de vente de carburant au détail. Par conséquent, la direction a choisi de regrouper le reste des activités liées aux carburants commerciaux et les activités historiques de vente au détail de carburant dans le secteur Fabrication au Canada. Les données des périodes comparatives ont fait l'objet d'une nouvelle présentation pour tenir compte de ce changement, sans incidence sur le résultat net, la situation financière ou les flux de trésorerie. Se reporter aux états financiers consolidés pour un complément d'information.

Les tableaux qui suivent présentent le rapprochement des montants présentés antérieurement aux états consolidés intermédiaires des résultats pour la période respective ou aux états financiers consolidés en date du 31 décembre 2021 et des montants révisés correspondants :

	Trimestre clos le 31 mars 2022			Trimestre clos le 30 juin 2022			Trimestre clos le 30 septembre 2022		
	Montant publié	Révision	Montant révisé	Montant publié	Révision	Montant révisé	Montant publié	Révision	Montant révisé
(en millions de dollars)									
Secteur Sables bitumineux									
Marchandises achetées	1 483	(271)	1 212						
Transport et fluidification	2 885	271	3 156						
	4 368	—	4 368						
Secteur Fabrication au Canada									
Chiffre d'affaires brut	1 044	563	1 607	1 521	724	2 245	1 478	690	2 168
Marchandises achetées	806	529	1 335	1 294	686	1 980	1 095	655	1 750
Charges d'exploitation	124	27	151	180	31	211	134	38	172
Amortissement et épuisement	42	8	50	64	8	72	37	5	42
	72	(1)	71	(17)	(1)	(18)	212	(8)	204
Secteur Vente									
Chiffre d'affaires brut	694	(694)	—	849	(849)	—	881	(881)	—
Marchandises achetées	660	(660)	—	811	(811)	—	846	(846)	—
Charges d'exploitation	27	(27)	—	31	(31)	—	38	(38)	—
Amortissement et épuisement	8	(8)	—	8	(8)	—	5	(5)	—
	(1)	1	—	(1)	1	—	(8)	8	—
Secteur Activités non sectorielles et éliminations									
Chiffre d'affaires brut	(1 761)	131	(1 630)	(1 782)	125	(1 657)	(2 619)	191	(2 428)
Marchandises achetées	(1 497)	346	(1 151)	(1 111)	125	(986)	(2 267)	191	(2 076)
Transport et fluidification	(6)	(215)	(221)	(188)	—	(188)	(119)	—	(119)
	(258)	—	(258)	(483)	—	(483)	(233)	—	(233)
Données consolidées									
Chiffre d'affaires brut	17 383	—	17 383	20 747	—	20 747	18 697	—	18 697
Marchandises achetées	7 538	(56)	7 482	9 396	—	9 396	10 012	—	10 012
Transport et fluidification	2 919	56	2 975	3 048	—	3 048	2 684	—	2 684
Charges d'exploitation	1 287	—	1 287	1 481	—	1 481	1 439	—	1 439
Amortissement et épuisement	1 030	—	1 030	1 132	—	1 132	1 047	—	1 047
	4 609	—	4 609	5 690	—	5 690	3 515	—	3 515

(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			Exercice clos le 31 décembre 2021		
	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															
Marchandises achetées	861	(172)	689	634	(204)	430	825	(196)	629	868	(212)	656	3 188	(784)	2 404
Transport et fluidification	1 778	172	1 950	1 780	204	1 984	1 918	196	2 114	2 365	212	2 577	7 841	784	8 625
	<u>2 639</u>	<u>—</u>	<u>2 639</u>	<u>2 414</u>	<u>—</u>	<u>2 414</u>	<u>2 743</u>	<u>—</u>	<u>2 743</u>	<u>3 233</u>	<u>—</u>	<u>3 233</u>	<u>11 029</u>	<u>—</u>	<u>11 029</u>
Secteur Fabrication au Canada															
Chiffre d'affaires brut	806	357	1 163	1 088	409	1 497	1 215	484	1 699	1 363	493	1 856	4 472	1 743	6 215
Marchandises achetées	631	327	958	807	374	1 181	986	443	1 429	1 128	460	1 588	3 552	1 604	5 156
Charges d'exploitation	93	19	112	92	29	121	99	25	124	104	25	129	388	98	486
Amortissement et épousé	43	12	55	43	13	56	41	11	52	40	23	63	167	59	226
	<u>39</u>	<u>(1)</u>	<u>38</u>	<u>146</u>	<u>(7)</u>	<u>139</u>	<u>89</u>	<u>5</u>	<u>94</u>	<u>91</u>	<u>(15)</u>	<u>76</u>	<u>365</u>	<u>(18)</u>	<u>347</u>
Secteur Vente															
Chiffre d'affaires brut	447	(447)	—	501	(501)	—	592	(592)	—	618	(618)	—	2 158	(2 158)	—
Marchandises achetées	417	(417)	—	466	(466)	—	551	(551)	—	585	(585)	—	2 019	(2 019)	—
Charges d'exploitation	19	(19)	—	29	(29)	—	25	(25)	—	25	(25)	—	98	(98)	—
Amortissement et épousé	12	(12)	—	13	(13)	—	11	(11)	—	23	(23)	—	59	(59)	—
	<u>(1)</u>	<u>1</u>	<u>—</u>	<u>(7)</u>	<u>7</u>	<u>—</u>	<u>5</u>	<u>(5)</u>	<u>—</u>	<u>(15)</u>	<u>15</u>	<u>—</u>	<u>(18)</u>	<u>18</u>	<u>—</u>
Secteur Activités non sectorielles et éliminations															
Chiffre d'affaires brut	(1 149)	90	(1 059)	(1 276)	92	(1 184)	(1 450)	108	(1 342)	(1 831)	125	(1 706)	(5 706)	415	(5 291)
Marchandises achetées	(973)	228	(745)	(1 110)	238	(872)	(1 244)	261	(983)	(1 561)	317	(1 244)	(4 888)	1 044	(3 844)
Transport et fluidification	(15)	(138)	(153)	(6)	(146)	(152)	(18)	(153)	(171)	(8)	(192)	(200)	(47)	(629)	(676)
	<u>(161)</u>	<u>—</u>	<u>(161)</u>	<u>(160)</u>	<u>—</u>	<u>(160)</u>	<u>(188)</u>	<u>—</u>	<u>(188)</u>	<u>(262)</u>	<u>—</u>	<u>(262)</u>	<u>(771)</u>	<u>—</u>	<u>(771)</u>
Données consolidées															
Chiffre d'affaires brut	9 666	—	9 666	11 170	—	11 170	13 434	—	13 434	14 541	—	14 541	48 811	—	48 811
Marchandises achetées	4 237	(34)	4 203	5 313	(58)	5 255	6 734	(43)	6 691	7 197	(20)	7 177	23 481	(155)	23 326
Transport et fluidification	1 785	34	1 819	1 796	58	1 854	1 923	43	1 966	2 379	20	2 399	7 883	155	8 038
Charges d'exploitation	1 134	—	1 134	1 144	—	1 144	1 150	—	1 150	1 288	—	1 288	4 716	—	4 716
Amortissement et épousé	1 045	—	1 045	1 036	—	1 036	1 153	—	1 153	2 652	—	2 652	5 886	—	5 886
	<u>1 465</u>	<u>—</u>	<u>1 465</u>	<u>1 881</u>	<u>—</u>	<u>1 881</u>	<u>2 474</u>	<u>—</u>	<u>2 474</u>	<u>1 025</u>	<u>—</u>	<u>1 025</u>	<u>6 845</u>	<u>—</u>	<u>6 845</u>