



Cenovus Energy Inc.

Rapport de gestion (non audité)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023

(en dollars canadiens)

RAPPORT DE GESTION

Exercice clos le 31 décembre 2023

APERÇU DE CENOVUS	3
REVUE DE L'EXERCICE	3
RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS	6
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	10
PERSPECTIVES	13
SECTEURS À PRÉSENTER	16
SECTEURS EN AMONT	17
SABLES BITUMINEUX	17
HYDROCARBURES CLASSIQUES	21
PRODUCTION EXTRACÔTIÈRE	23
SECTEURS EN AVAL	26
RAFFINAGE AU CANADA	26
RAFFINAGE AUX ÉTATS-UNIS	28
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	31
RÉSULTATS TRIMESTRIELS	33
RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ	36
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	37
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE	41
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	60
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE	63
MISE EN GARDE	64
ABRÉVIATIONS	67
MESURES FINANCIÈRES DÉTERMINÉES	68
MODIFICATIONS APPORTÉES AUX RÉSULTATS DES PÉRIODES COMPARATIVES	78

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 directement ou indirectement), daté du 14 février 2024, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2023 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 14 février 2024, 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 14 février 2024. 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 sedarplus.ca, 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 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. Nous sommes l'un des plus importants producteurs canadiens de pétrole brut et de gaz naturel menant des activités en amont au Canada et dans la région de l'Asie-Pacifique, et l'une des plus importantes entreprises installées au Canada de raffinage et de valorisation menant des activités en aval au Canada et aux États-Unis.

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, de gaz naturel et de produits pétroliers raffinés au Canada et ailleurs dans le monde. L'intégration physique et économique 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, de gaz naturel et de LGN grâce à la vente de produits finis comme les carburants de transport.

Pour une description de nos activités, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

Notre stratégie

Chez Cenovus, notre mission est de fournir de l'énergie dans le monde entier pour améliorer la qualité de vie des gens. Notre stratégie est axée sur la maximisation de la valeur à long terme pour nos actionnaires grâce à un leadership en matière d'énergie durable, à faible coût, diversifiée et intégrée. Nos cinq objectifs stratégiques comprennent un rendement de premier ordre au plan de la sécurité ainsi qu'un leadership en matière de durabilité; la maximisation de la valeur grâce à des structures de coûts concurrentielles et à l'optimisation des marges; une discipline financière accrue, y compris l'atteinte et le maintien des ratios d'endettement ciblés tout en favorisant la résilience de Cenovus grâce aux cycles des prix des marchandises; une approche disciplinée de l'affectation de capitaux à des projets générateurs de rendements dans les creux des cycles des prix des marchandises; et la priorisation de la création de fonds provenant de l'exploitation disponibles durant tous les cycles des prix des marchandises afin de gérer notre bilan, d'augmenter les rendements pour les actionnaires au moyen de hausses des dividendes et du rachat d'actions ordinaires, du réinvestissement dans notre entreprise et de la diversification de notre portefeuille.

Le 14 décembre 2023, nous avons publié notre budget de 2024, qui met l'accent sur la discipline en matière de dépenses d'investissement et sur une croissance équilibrée de nos activités de base en générant des rendements significatifs pour nos actionnaires. Nous continuerons de nous concentrer sur une exploitation sécuritaire, la réduction des coûts, la discipline relativement aux capitaux et la réalisation de la pleine valeur de notre entreprise intégrée. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Perspectives » du présent rapport de gestion ainsi qu'à nos objectifs de 2024 en date du 13 décembre 2023 accessibles sur notre site Web à l'adresse cenovus.com.

REVUE DE L'EXERCICE

En 2023, nous avons atteint plusieurs jalons opérationnels, nous avons amélioré davantage l'intégration de nos activités et nous avons généré des rendements importants pour nos actionnaires.

- **Déroulement sécuritaire et fiable de notre exploitation dans nos secteurs en amont.** Notre production en amont s'est établie en moyenne à 778,7 milliers de bep par jour, comparativement à 786,2 milliers de bep par jour en 2022. Dans notre secteur Hydrocarbures classiques, nous avons réagi rapidement et de façon sécuritaire aux importants feux de forêt qui ont commencé au deuxième trimestre. Dans notre secteur Sables bitumineux, notre rendement a subi l'incidence d'une baisse de production au premier semestre, alors que nous nous préparions à mettre en service de nouveaux puits. Nous avons pu accélérer le rythme au dernier semestre de l'exercice. La production en amont s'est établie en moyenne à 808,6 milliers de bep par jour au quatrième trimestre, soit notre moyenne trimestrielle la plus élevée depuis le quatrième trimestre de 2021.
- **Atteinte de jalons dans notre secteur Production extracôtière.** Nous avons fait progresser de manière significative le projet West White Rose en vue de commencer la production de pétrole en 2026. La construction est achevée à environ 75 %, et nous avons franchi une étape importante du projet West White Rose au deuxième trimestre grâce à l'achèvement du coffrage glissant conique permettant de créer la structure de béton. À Terra Nova, le navire de production, de stockage et de déchargement (« NPSD ») est retourné au champ en août, et la production a démarré en novembre. En outre, la production de gaz a débuté au champ MAC en Indonésie en septembre.
- **Intégration accrue de nos capacités de production et de raffinage de pétrole lourd.** En février, nous avons conclu l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans la raffinerie de Toledo auprès de BP Products North America Inc. (« bp »), ce qui nous confère une pleine participation dans cet actif et nous permet d'assumer son entière exploitation (l'« acquisition de Toledo »). La raffinerie a renoué avec la pleine production en toute sécurité en juin. À la raffinerie de Superior, nous avons progressé en vue du retour à la pleine production. L'acquisition de Toledo et le démarrage de la raffinerie de Superior ont permis d'ajouter une capacité de raffinage d'environ 129,0 milliers de barils par jour, dont une capacité de raffinage de pétrole lourd de 79,0 milliers de barils par jour.

- **Exploitation sécuritaire et rigoureuse des activités de raffinage au Canada.** En 2023, la production unitaire de pétrole brut (la « production ») moyenne a augmenté de 7,8 milliers de barils par jour pour s'établir à 100,7 milliers de barils par jour, et le taux d'utilisation du pétrole brut s'est établi à 91 % (84 % en 2022). La production moyenne de produits raffinés a augmenté de 9,0 milliers de barils par jour pour s'établir à 114,2 milliers de barils par jour. Ces augmentations de la production unitaire de pétrole brut et de la production de produits raffinés sont attribuables à la réduction des interruptions et à notre exploitation fiable.
- **Activités de raffinage aux États-Unis.** La production unitaire de pétrole brut moyenne a augmenté de 58,9 milliers de barils par jour pour s'établir à 459,7 milliers de barils par jour en 2023. Le taux d'utilisation de pétrole brut s'est établi à 75 % (80 % en 2022), et la production de produits raffinés s'est établie en moyenne à 485,0 milliers de barils par jour, soit une augmentation de 65,1 milliers de barils par jour par rapport à 2022. Ces augmentations de la production unitaire de pétrole brut et de la production de produits raffinés découlent essentiellement de l'apport des raffineries de Toledo et de Superior susmentionné. Ces augmentations ont été contrebalancées en partie par des interruptions de service non planifiées et des travaux de maintenance planifiés au sein de nos actifs exploités et non exploités.
- **Réduction de notre dette à long terme.** Nous avons racheté des titres de créance à long terme d'un montant de 1,0 G\$ US au cours du troisième trimestre, à un escompte de 84 M\$. En 2023, la dette à long terme a diminué de 1,6 G\$, comparativement à celle de 2022, pour s'établir à 7,1 G\$, et la dette nette a augmenté de 778 M\$ pour s'établir à 5,1 G\$ au 31 décembre 2023. En 2023, nous avons renforcé nos notations et perspectives de crédit, notre notation de Fitch Ratings Inc. ayant été rehaussée pour passer à BBB avec perspective stable et nos perspectives de S&P Global Ratings et de Moody's Investors Service étant passées de stables à positives.
- **Importants rendements en numéraire pour nos actionnaires.** Nous avons versé 2,8 G\$ à nos actionnaires au moyen du rachat de 43,6 millions d'actions ordinaires totalisant 1,1 G\$ dans le cadre de notre offre publique, du versement d'un montant de 1,0 G\$ par le truchement de dividendes de base sur les actions ordinaires et de dividendes sur les actions privilégiées, et du rachat d'un montant de 711 M\$ dans le cadre du rachat et de l'annulation de 45,5 millions de bons de souscription de Cenovus. Le 14 février 2024, le conseil d'administration a déclaré un dividende de base pour le premier trimestre de 0,140 \$ par action ordinaire de même que des dividendes sur nos actions privilégiées totalisant 9 M\$.
- **Fonds provenant de l'exploitation ajustés de 8,8 G\$.** Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont chiffrés à 7,4 G\$ (11,4 G\$ en 2022) et les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont chiffrés à 8,8 G\$ (11,0 G\$ en 2022), en raison surtout de la baisse des prix des marchandises. Les prix du Brent et du WTI ont tous deux diminué de 18 % pour s'établir respectivement à 82,62 \$ US le baril et à 77,62 \$ US le baril, et le prix du WCS à Hardisty a diminué de 22 % pour s'établir à 58,97 \$ US le baril, par rapport à 2022. Les prix de référence des produits raffinés ont également diminué comparativement à ceux de 2022, le prix du diesel ayant chuté de 24 % et celui de l'essence, de 19 %. Les marges de craquage 3-2-1 à Chicago ont diminué de 29 % pour s'établir à 24,19 \$ US le baril.
- **Avancées de l'Alliance Nouvelles voies.** Les travaux d'ingénierie, l'évaluation subsurface et les travaux environnementaux sur le terrain en vue du projet de captage et de stockage du carbone (« CSC ») proposé ont été réalisés aux fins du dépôt des demandes réglementaires au premier semestre de 2024. S'il est réalisé, le projet de CSC constituera l'un des plus importants réseaux de CSC au monde et jouera un rôle essentiel pour aider le Canada à atteindre ses cibles de carboneutralité.

Le 1^{er} janvier 2024 marquait le troisième anniversaire de la clôture de la transaction regroupant Cenovus et Husky Energy Inc. (« Husky »). Nous avons fait d'importants progrès en ce qui a trait à notre stratégie de maximisation des rendements pour les actionnaires au moyen d'une exploitation sécuritaire, de l'intégration de nos actifs, de la domination du marché par les coûts et d'un leadership en matière de durabilité, d'une discipline financière et de la croissance des fonds provenant de l'exploitation disponibles. Au cours de ces trois années, nous avons réduit notre dette à long terme de 6,9 G\$ et notre dette nette de 8,0 G\$. Nous avons versé 6,7 G\$ à nos actionnaires dans le cadre de notre stratégie de rendements pour les actionnaires qui a notamment compris le rachat et l'annulation de 173,1 millions d'actions ordinaires dans le cadre de notre offre publique, le rachat et l'annulation de 45,5 millions de bons de souscription de Cenovus et le versement de dividendes. Nous avons intégré nos actifs davantage grâce à des acquisitions stratégiques et avons terminé la reconstruction de la raffinerie de Superior. Enfin, nous avons établi des cibles ESG ambitieuses vers lesquelles nous progressons.

Aperçu des résultats trimestriels

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2023	2022	2021
Volumes de production en amont par secteur¹⁾ (kbep/j)	778,7	786,2	791,5
Fabrication en aval – production de pétrole brut²⁾ (kb/j)	560,4	493,7	508,0
Volumes de production en aval (kb/j)	599,2	525,1	537,7
Produits des activités ordinaires	52 204	66 897	46 357
Marge d'exploitation³⁾	11 022	14 263	9 373
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	7 388	11 403	5 919
Fonds provenant de l'exploitation ajustés³⁾	8 803	10 978	7 248
Par action – de base ³⁾ (\$)	4,64	5,63	3,59
Par action – dilué ³⁾ (\$)	4,57	5,47	3,54
Dépenses d'investissement	4 298	3 708	2 563
Fonds provenant de l'exploitation disponibles³⁾	4 505	7 270	4 685
Résultat net⁴⁾	4 109	6 450	587
Par action – de base (\$)	2,15	3,29	0,27
Par action – dilué (\$)	2,12	3,20	0,27
Total de l'actif	53 915	55 869	54 104
Total des passifs à long terme	18 993	20 259	23 191
Dette à long terme, y compris la partie courante	7 108	8 691	12 385
Dette nette	5 060	4 282	9 591
Rendement en numéraire pour les actionnaires	2 798	3 457	475
Actions ordinaires – dividendes de base	990	682	176
Dividendes de base par action ordinaire (\$)	0,525	0,350	0,088
Actions ordinaires – dividendes variables	—	219	—
Dividendes variables par action ordinaire (\$)	—	0,114	—
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique	1 061	2 530	265
Versement lié au rachat de bons de souscription	711	—	—
Dividendes sur actions privilégiées	36	26	34

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

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

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

RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats d'exploitation et des réserves de pétrole et de gaz – Secteurs en amont

	2023	Variation (%)	2022
Volumes de production en amont par secteur¹⁾ (kbep/j)			
Sables bitumineux	595,4	1	588,7
Hydrocarbures classiques	119,9	(6)	127,2
Production extracôtière	63,4	(10)	70,3
Total – volumes de production	778,7	(1)	786,2
Volumes de production en amont par produit			
Bitume (kb/j)	576,7	1	570,3
Pétrole brut lourd (kb/j)	16,7	2	16,3
Pétrole brut léger (kb/j)	14,1	(26)	19,1
LGN (kb/j)	32,5	(10)	36,2
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	832,6	(4)	866,1
Total – volumes de production (kbep/j)	778,7	(1)	786,2
Réserves de pétrole et de gaz (Mbep)			
Réserves prouvées totales	5 866	(4)	6 082
Réserves probables	2 836	2	2 787
Total – réserves prouvées et probables	8 702	(2)	8 869

1) Pour un résumé de la production par type de produit, se reporter aux rubriques « Sables bitumineux », « Hydrocarbures classiques » ou « Production extracôtière » de la section « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

Production

En 2023, la production totale en amont a diminué légèrement par rapport à celle de 2022. Les facteurs ci-dessous ont contribué à l'augmentation de la production en 2023 par rapport à celle de 2022 :

- la production accrue de nos actifs du secteur Sables bitumineux attribuable à l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans Sunrise Oil Sands Partnership (« SOSP », « Sunrise » ou l'« acquisition de Sunrise ») auprès de bp Canada Energy Group ULC (« bp Canada ») le 31 août 2022 ainsi qu'aux bons résultats générés par notre programme de mise en valeur de 2023, cette hausse ayant été annulée en partie par la baisse de la production de Christina Lake en raison du moment de la mise en service de nouveaux puits en 2023;
- la première production de gaz aux champs MBH et MDA en Indonésie au quatrième trimestre de 2022 et au champ MAC au troisième trimestre de 2023.

Les facteurs ci-dessous ont contribué à la diminution de la production en 2023 par rapport à celle de 2022 :

- la rétention temporaire d'une importante partie de la production dans notre secteur Hydrocarbures classiques en réponse aux feux de forêt qui ont sévi au deuxième trimestre de 2023;
- la modification des contrats de vente de gaz de Liwan 3-1 en Chine au deuxième trimestre de 2022 ayant mis fin à la modification qui avait temporairement augmenté les volumes de vente;
- une interruption de service temporaire non planifiée en Chine au deuxième trimestre de 2023 en raison du débranchement du câble ombilical par le navire d'un tiers au début d'avril, ce câble ayant été rebranché en mai.

Réserves de pétrole et de gaz

Au 31 décembre 2023, 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 5,9 milliards de bep et 8,7 milliards de bep. Le total de nos réserves prouvées a diminué de 4 % par rapport à celui de 2022, tandis que celui des réserves prouvées et probables a diminué de 2 % comparativement à la même période.

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

	2023	Variation (%)	2022
Secteurs en aval – production de pétrole brut (kb/j)			
Raffinage au Canada	100,7	8	92,9
Raffinage aux États-Unis	459,7	15	400,8
Production de pétrole brut totale	560,4	14	493,7
Secteurs en aval – volumes de production¹⁾ (kb/j)			
Raffinage au Canada	114,2	9	105,2
Raffinage aux États-Unis	485,0	16	419,9
Total de la production en aval	599,2	14	525,1

1) Pour un résumé de la production par type de produit, se reporter aux rubriques « Raffinage au Canada » et « Raffinage aux États-Unis » de la section « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

Les actifs du secteur Raffinage au Canada ont donné un bon rendement en 2023, le taux d'utilisation du pétrole brut à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster ayant atteint respectivement 90 % et 95 % (84 % et 83 %, respectivement, en 2022). Ce rendement amélioré est attribuable à une exploitation constante en 2023, comparativement à des activités de révision planifiées et des interruptions de service temporaires non planifiées en 2022 pour ces deux actifs. Ces hausses ont été annulées en partie par des interruptions de service non planifiées à l'usine de valorisation au deuxième trimestre et au

troisième trimestre de 2023.

Dans notre secteur Raffinage aux États-Unis, la production unitaire de pétrole brut moyenne a augmenté de 58,9 milliers de barils par jour en raison des facteurs suivants :

- la clôture de l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans la raffinerie de Toledo ayant permis d'augmenter la capacité de production de 80,0 milliers de barils par jour;
- le redémarrage sécuritaire de la raffinerie de Toledo. La raffinerie avait renoué avec la pleine production à la fin juin, et son taux d'utilisation s'est établi à 88 % au dernier semestre de l'exercice. Le taux d'utilisation pour l'exercice complet s'est établi à 57 % (45 % en 2022);
- les avancées considérables en vue de renouer avec la pleine production à la raffinerie de Superior après sa fermeture en 2018. Nous avons intégré le pétrole brut à la mi-mars et avons redémarré de façon sécuritaire le craqueur catalytique à lit fluidisé au début d'octobre. Pour le dernier semestre de l'exercice, le taux d'utilisation du pétrole brut s'est établi à 66 %.
- le solide rendement de la raffinerie de Wood River. Par ailleurs, l'activité de révision planifiée réalisée en 2022 a eu une plus grande incidence que l'activité de révision planifiée réalisée au printemps 2023. Le taux d'utilisation de pétrole brut combiné pour les raffineries de Wood River et de Borger s'est établi à 81 % (83 % en 2022).

Ces augmentations ont été en partie annulées par :

- des activités de révision planifiées de même que des interruptions de service temporaires non planifiées à la raffinerie de Borger ayant eu une plus grande incidence que les interruptions de service non planifiées et l'activité de révision réalisée en 2022;
- des interruptions de service non planifiées conjuguées à des travaux de maintenance planifiés à la raffinerie de Lima au deuxième semestre de 2023. Le taux d'utilisation du pétrole brut à la raffinerie de Lima s'est établi à 85 % en 2023 (90 % en 2022);
- la contraction de la production à nos raffineries aux États-Unis au quatrième trimestre de 2023 afin d'optimiser les marges en raison de la baisse marquée des prix de référence des produits raffinés.

Sommaire des résultats financiers consolidés

Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires ont diminué de 22 % par rapport à ceux de 2022 pour s'établir à 52,2 G\$ en raison principalement de l'incidence qu'a exercé la diminution des prix de référence du pétrole brut fluidifié sur le secteur Sables bitumineux de même que de la baisse des prix de référence du gaz naturel et des produits raffinés, ces facteurs ayant été annulés en partie par la dépréciation du dollar canadien, en moyenne, par rapport au dollar américain.

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.

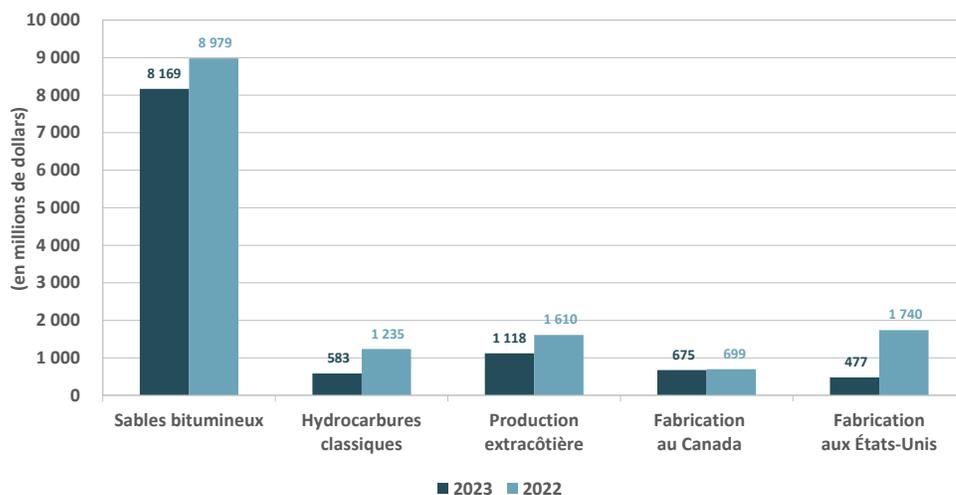
(en millions de dollars)

	2023	2022
Chiffre d'affaires brut¹⁾	63 708	79 152
Déduire : Redevances	3 270	4 868
Produits des activités ordinaires¹⁾	60 438	74 284
Charges		
Marchandises achetées ¹⁾	31 425	39 150
Transport et fluidification ¹⁾	11 088	12 301
Charges d'exploitation	6 891	6 839
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	12	1 731
Marge d'exploitation	11 022	14 263

1) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 39 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

Marge d'exploitation par secteur

Exercices clos les 31 décembre 2023 et 2022



La marge d'exploitation a diminué de 3,2 G\$ en 2023 par rapport à celle de 2022 pour s'établir à 11,0 G\$, principalement en raison des facteurs suivants :

- des prix de vente réalisés moins élevés sur le pétrole brut et les LGN en raison de la baisse des prix de référence;
- une baisse de la marge brute pour notre secteur Raffinage aux États-Unis en raison de marges de craquage sur le marché moins élevées;
- une baisse des volumes de vente pour le secteur Production extracôtière;
- une augmentation des charges d'exploitation autres que le carburant du secteur Sables bitumineux, les charges d'exploitation autres que le carburant unitaires du secteur Sables bitumineux ayant augmenté de 15 % par rapport à celles de 2022 pour s'établir à 8,94 \$ par baril en 2023, en raison surtout des coûts des réparations et de la maintenance plus élevés découlant d'activités de révision planifiées à Foster Creek et à Christina Lake de même que de la baisse des volumes de vente;
- une augmentation des charges d'exploitation du secteur Raffinage aux États-Unis attribuable essentiellement à l'acquisition de Toledo et au démarrage des raffineries de Superior et de Toledo.

Cette diminution de la marge d'exploitation a été en partie annulée par les facteurs suivants :

- des pertes réalisées au titre de la gestion des risques considérablement moins élevées en 2023 comparativement à 2022;
- une diminution des redevances pour les secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques attribuable à la baisse des prix de référence pour le pétrole brut et le gaz naturel;
- l'augmentation de la production unitaire de pétrole brut et de la production de produits raffinés attribuable en majorité aux raffineries de Toledo et de Superior, comme il est expliqué ci-dessus.

La marge d'exploitation du secteur Hydrocarbures classiques a diminué comparativement à celle de 2022 en raison surtout de prix réalisés moins élevés sur le gaz naturel. Cette diminution a été compensée en général par la réduction des coûts du carburant aux fins de l'exploitation des secteurs Sables bitumineux et Raffinage au Canada pour le gaz naturel acheté au secteur Hydrocarbures classiques.

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)

	2023	2022
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	7 388	11 403
(Ajouter) déduire :		
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(222)	(150)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(1 193)	575
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	8 803	10 978

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont diminué en 2023 comparativement à ceux de 2022. Cette diminution s'explique essentiellement par la diminution de la marge d'exploitation susmentionnée et par les variations du fonds de roulement hors trésorerie, ces facteurs ayant été annulés en partie par le versement d'un montant de 631 M\$ en 2022 au titre du paiement conditionnel relatif à l'acquisition d'une participation de 50 % dans FCCL Partnership. La variation nette du fonds de roulement hors trésorerie en 2023 s'est établie à 1,2 G\$ en raison surtout du règlement d'un passif d'impôt de 1,2 G\$ au premier trimestre de 2023.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont diminué en 2023, par rapport à ceux de 2022, principalement en raison de la diminution de la marge d'exploitation.

Résultat net

Le résultat net de l'exercice 2023 s'est établi à 4,1 G\$, comparativement à 6,5 G\$ en 2022. Cette diminution s'explique essentiellement par la diminution de la marge d'exploitation susmentionnée, en plus des facteurs suivants :

- le profit de réévaluation relatif à l'acquisition de Sunrise en 2022;
- la baisse des autres produits en 2023 en raison principalement d'un produit d'assurance touché en 2022 en lien avec les incidents survenus en 2018 à la raffinerie de Superior et dans la région de l'Atlantique;
- des profits nets plus élevés sur la sortie d'actifs en 2022.

Cette diminution a été en partie compensée par les facteurs suivants :

- la charge d'impôt moins élevée;
- des profits de change latents en 2023, comparativement à des pertes en 2022;
- une baisse des frais généraux et frais d'administration en raison de la baisse des coûts au titre des primes d'intéressement à long terme;
- la baisse des coûts de financement en raison du rachat de billets non garantis en 2022 et au troisième trimestre de 2023;
- des pertes moins élevées à la réévaluation de paiements conditionnels.

Dettes nettes

(en millions de dollars)	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Emprunts à court terme	179	115
Partie courante de la dette à long terme	—	—
Partie non courante de la dette à long terme	7 108	8 691
Dettes totales	7 287	8 806
Déduire : Trésorerie et équivalents de trésorerie	(2 227)	(4 524)
Dettes nettes	5 060	4 282

La dette à long terme a diminué de 1,6 G\$ depuis le 31 décembre 2022 en raison surtout du rachat de billets non garantis d'un capital totalisant 1,0 G\$ US au troisième trimestre de 2023. La dette nette a augmenté de 778 M\$ depuis le 31 décembre 2022 en raison surtout de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 7,4 G\$, de dépenses d'investissement de 4,3 G\$, d'acquisitions se chiffrant à 515 M\$ et des rendements en numéraire pour les actionnaires totalisant 2,8 G\$.

Se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion pour un complément d'information.

Dépenses d'investissement¹⁾

(en millions de dollars)	2023	2022
Secteurs en amont		
Sables bitumineux	2 382	1 792
Hydrocarbures classiques	452	344
Production extracôtière	642	310
Total des secteurs en amont	3 476	2 446
Secteurs en aval		
Raffinage au Canada	145	117
Raffinage aux États-Unis	602	1 059
Total des secteurs en aval	747	1 176
Activités non sectorielles et éliminations	75	86
Total des dépenses d'investissement	4 298	3 708

1) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles et aux actifs de prospection et d'évaluation ainsi que les intérêts incorporés. Compte non tenu des dépenses en immobilisations liées à la coentreprise HCML.

Les dépenses d'investissement en 2023 se rapportent essentiellement à ce qui suit :

- les activités de maintien dans le secteur Sables bitumineux, notamment le forage de puits de prospection stratigraphique dans le cadre de notre programme de forage hivernal intégré aux premier et quatrième trimestres, en plus du raccordement de Narrows Lake à Christina Lake et d'autres projets de croissance à Foster Creek et à Sunrise;
- les activités de forage, d'achèvement et de raccordement ainsi que les projets d'infrastructures dans le secteur Hydrocarbures classiques;
- la progression du projet West White Rose et du projet de prolongement de la durée d'utilité des actifs de Terra Nova dans la région de l'Atlantique;
- la reconstruction de la raffinerie de Superior ainsi que l'amélioration des marges et les activités liées aux programmes de fiabilité aux raffineries de Wood River, de Berger, de Lima et de Toledo.

Activités de forage

	Nombre net de puits d'exploration stratigraphique et puits d'observation		Nombre net de puits productifs ¹⁾	
	2023	2022	2023	2022
Foster Creek	87	52	44	29
Christina Lake	53	—	27	31
Sunrise	38	15	24	10
Actifs de production par méthode thermique de Lloydminster	71	98	9	33
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	3	8	34	11
Autres ²⁾	3	22	—	—
	255	195	138	114

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

2) Comprennent de nouvelles zones de ressources.

Les puits d'exploration stratigraphique sont destinés à aider à délimiter les futurs emplacements des plateformes d'exploitation 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)	2023			2022		
	Forés	Achevés	Raccordés	Forés	Achevés	Raccordés
Hydrocarbures classiques	38	37	41	31	35	36

Dans le secteur Production extracôtière, nous avons foré et achevé un puits de mise en valeur planifié (0,4 puits net) dans le champ MAC en Indonésie en 2023 (neuf puits de mise en valeur planifiés [3,6 puits nets] forés et achevés aux champs MBH, MDA et MAC en Indonésie en 2022).

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 prix des produits raffinés et 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)	2023	Variation (%)	2022	T4 2023	T3 2023	T4 2022
Brent daté	82,62	(18)	101,19	84,05	86,76	88,71
WTI	77,62	(18)	94,23	78,32	82,26	82,65
Écart Brent daté-WTI	5,00	(28)	6,96	5,73	4,50	6,06
WCS à Hardisty	58,97	(22)	76,01	56,43	69,35	56,99
Écart WTI-WCS à Hardisty	18,65	2	18,22	21,89	12,91	25,66
WCS à Hardisty (\$ CA/b)	79,59	(19)	98,51	76,95	93,06	77,42
WCS à Nederland	69,74	(19)	85,77	71,59	77,89	67,65
Écart WTI-WCS à Nederland	7,88	(7)	8,46	6,73	4,37	15,00
Condensats (C5 à Edmonton)	76,61	(18)	93,78	76,24	77,96	83,40
Écart condensats-WTI positif (négatif)	(1,01)	(124)	(0,45)	(2,08)	(4,30)	0,75
Écart condensats-WCS ²⁾ positif (négatif)	17,64	1	17,77	19,81	8,61	26,41
Condensats (\$ CA/b)	103,43	(15)	121,78	103,90	104,63	113,25
Pétrole synthétique à Edmonton	79,61	(19)	98,66	78,64	84,95	86,79
Écart pétrole synthétique-WTI positif (négatif)	1,99	55	4,43	0,32	2,69	4,14
Pétrole synthétique à Edmonton (\$ CA/b)	107,47	(16)	128,19	107,21	114,01	117,87
Prix des produits raffinés						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	97,86	(19)	120,63	83,72	105,59	102,80
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	109,70	(24)	143,85	107,24	113,77	140,95
Prix de référence – raffinage						
Chicago – marges de craquage 3-2-1 ³⁾	24,19	(29)	34,15	13,24	26,06	32,87
Groupe 3 – marges de craquage 3-2-1 ³⁾	29,66	(11)	33,21	18,55	36,96	29,99
Numéros d'identification renouvelables (« NIR »)	7,04	(9)	7,72	4,77	7,42	8,54
Prix du gaz naturel						
AECO ⁴⁾ (\$ CA/kpi ³⁾)	2,64	(50)	5,31	2,30	2,60	5,11
NYMEX ⁵⁾ (\$ US/kpi ³⁾)	2,74	(59)	6,64	2,88	2,55	6,26
Taux de change						
Taux moyen \$ US/\$ CA	0,741	(4)	0,769	0,734	0,746	0,737
Taux de clôture \$ US/\$ CA	0,756	2	0,738	0,756	0,740	0,738
Taux moyen yuan/\$ CA	5,247	1	5,170	5,304	5,402	5,241

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) WCS à Hardisty.

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

4) Indice journalier du gaz naturel AECO (Alberta Energy Company) 5A.

5) Indice mensuel du gaz naturel au NYMEX.

Prix de référence du pétrole brut et des condensats

Les prix de référence du pétrole brut, soit le Brent et le WTI, ont connu une baisse en 2023 comparativement à 2022. En 2023, le marché du pétrole brut a été plus équilibré, ce qui a occasionné une baisse des prix moyens par rapport aux prix élevés de 2022. La croissance de la demande à l'échelle mondiale est demeurée saine en 2023, malgré les préoccupations d'ordre macroéconomique, mais elle a été surpassée par la croissance marquée de l'offre de pays non membres de l'OPEP+. Les réductions répétées et prolongées des quotas de production des pays de l'OPEP+ ont contrebalancé l'augmentation de la production d'autres pays et soutenu les prix. Au premier semestre de 2022, les prix étaient élevés en raison de la croissance de la demande mondiale dans un contexte de baisse des stocks à l'échelle mondiale et d'une capacité limitée de production de pétrole brut supplémentaire, ce qui a été exacerbé par les risques liés à l'incertitude découlant de la possibilité d'une offre insuffisante en provenance de Russie. Les prix ont ensuite diminué graduellement au deuxième semestre de 2022, les préoccupations à l'égard des perturbations de l'approvisionnement russe ayant diminué et 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.

Le WTI est un important prix de référence pour le pétrole brut canadien, car il reflète les prix intérieurs du pétrole 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 entre le Brent et le WTI s'est rétréci en 2023 comparativement à 2022. En 2022, cet écart s'était élargi considérablement dans les mois qui ont suivi l'invasion de l'Ukraine par la Russie, en février 2022.

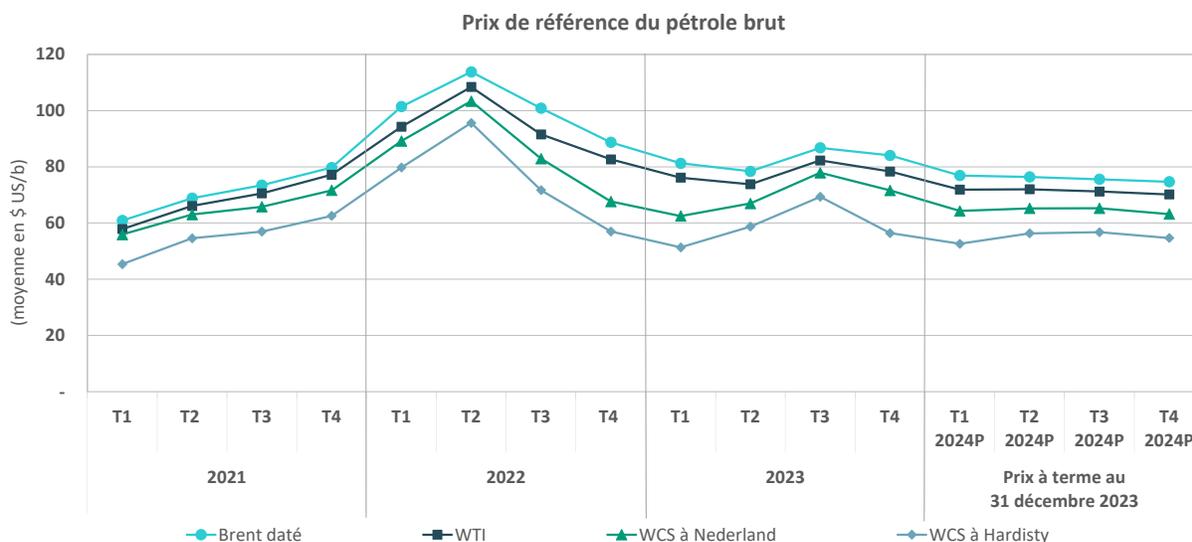
Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. L'écart entre le WCS à Hardisty et le WTI est fonction de la différence de qualité entre le brut léger et le brut lourd et des frais de transport. Pour l'exercice 2023, l'écart moyen entre le WTI et le WCS à Hardisty est demeuré stable par rapport à celui de 2022. Les frais de transport ont reflété les facteurs économiques touchant le transport par pipeline en 2022 et 2023, l'offre ayant respecté en grande partie la capacité d'exportation. L'écart par rapport au WCS s'est élargi au quatrième trimestre de 2023, en particulier

en décembre, en raison de la production élevée et d'interruptions de service aux raffineries de l'Alberta ayant donné lieu à des exportations supérieures à la capacité pipelinère. L'écart par rapport au WCS en fonction de la qualité est demeuré stable d'un exercice à l'autre, ce dernier s'étant élargi au deuxième semestre de 2022 et au premier semestre de 2023 en raison de travaux de maintenance non planifiés aux raffineries, du recours accru au raffinage à l'échelle mondiale, de la hausse de l'offre 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 et de la volatilité des prix des produits raffinés.

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 en 2023 s'est rétréci comparativement à celui de 2022 en raison des facteurs susmentionnés ayant eu une incidence sur l'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty.

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. 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.

En 2023, le prix du pétrole brut synthétique à Edmonton correspondait à une prime moins élevée comparativement à celle de 2022. Les prix du pétrole brut synthétique ont été particulièrement élevés en 2022 en raison de l'entretien généralisé de l'usine de valorisation dans l'Ouest du Canada et de la forte demande de pétrole brut léger dans les raffineries. La production élevée de l'usine de valorisation en 2023 a occasionné l'érosion de la prime. La prime du pétrole brut synthétique par rapport au WTI a diminué au quatrième trimestre, en comparaison du troisième trimestre de 2023, en raison d'exportations supérieures à la capacité pipelinère sur les pipelines de pétrole brut léger et d'une capacité de stockage local limitée.



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 20 % 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. Pour l'exercice 2023, l'écart moyen entre les condensats et le WCS est demeuré stable par rapport à celui de 2022. L'écart des condensats à Edmonton est en grande partie saisonnier, les condensats se négociant habituellement à prime par rapport au WTI lorsque la demande est plus élevée en hiver et à escompte par rapport au WTI pendant les mois d'été. Cet écart est inverse à l'écart entre le WTI et le WCS, ce qui donne souvent lieu à des fluctuations marquées entre l'écart entre le WCS et les condensats en été et celui en hiver.

En 2023 et 2022, le prix de référence moyen des condensats à Edmonton est resté semblable à celui du WTI, la demande de fluidification de pétrole brut en Alberta ayant été forte alors que l'offre de condensats était serrée.

Prix de référence – raffinage

Les prix de référence de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et entre 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 le marché 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 nos raffineries de Borger et de Superior.

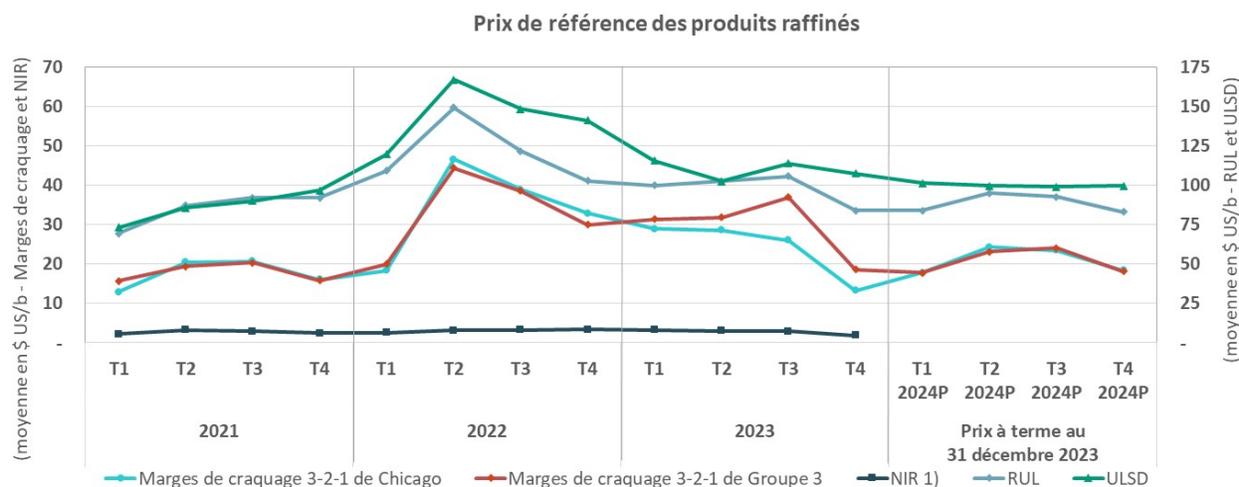
Les prix des produits raffinés ont diminué en 2023 en comparaison de ceux de 2022. Les marges de craquage sur le marché ont également diminué durant cette période, les prix des produits raffinés et les marges de raffinage ayant connu des sommets inégalés en 2022 en raison de la rationalisation de la production des raffineries durant la pandémie, de la volatilité des exportations russes et de la baisse des stocks de produits raffinés à un niveau critique à l'échelle mondiale.

La réduction des interruptions de service dans les raffineries, conjuguée à l'augmentation de la capacité mondiale, a donné lieu à une baisse des prix des produits raffinés par rapport au WTI en 2023, comparativement à 2022, mais les marges de craquage sont toutefois demeurées au-dessus des seuils historiques. Les marges sur le diesel ont diminué d'un exercice à l'autre, mais sont demeurées élevées en moyenne dans un contexte de forte demande, d'équilibre mondial serré entre l'offre et la demande et de stocks toujours en baisse. Les marges sur l'essence sont demeurées élevées en moyenne en 2023, mais ont diminué au quatrième trimestre en raison de la baisse saisonnière de la demande et du recours élevé aux raffineries ayant donné lieu à une offre excédentaire et à une hausse des stocks. Les marges sur l'essence et le diesel ainsi que les marges de craquage ont diminué de façon importante en décembre. Le marché des produits raffinés du groupe 3 à Chicago a connu des périodes de baisse en 2023, le recours au raffinage ayant été élevé sur la côte américaine du golfe du Mexique et l'entretien des cours d'eau ayant empêché le transport par voie maritime vers d'autres marchés.

Pour l'exercice 2023, les coûts moyens des NIR sont demeurés stables par rapport à ceux de 2022, mais ont diminué au quatrième trimestre de 2023 en raison de la croissance de l'offre de diesel renouvelable.

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 raffinage que nous obtenons sont tributaires de nombreux autres facteurs, dont la qualité et la provenance de la charge d'alimentation en pétrole brut, la configuration de la raffinerie et la production, et le délai entre l'achat de la charge d'alimentation et la vente de produits, le coût de la charge d'alimentation étant 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 et de l'AECO ont diminué considérablement en 2023 comparativement à ceux de 2022. Les prix ont été très élevés en 2022 en raison de la forte demande à l'échelle nationale aux États-Unis et de l'augmentation des exportations de gaz naturel liquéfié, le tout conjugué à une offre tardive et à la vigueur des prix mondiaux ainsi qu'aux inquiétudes concernant l'approvisionnement en gaz russe. Les prix ont diminué en 2023 alors que l'offre aux États-Unis s'est accrue rapidement, jusqu'à des niveaux records supérieurs à la croissance de la demande, ce qui a donné lieu à une hausse des stocks. 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.

En 2023, le cours moyen du dollar canadien s'est déprécié par rapport à celui du dollar américain, comparativement à 2022, ce qui a eu une incidence favorable sur nos produits des activités ordinaires. La valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain s'est légèrement appréciée au 31 décembre 2023, comparativement au 31 décembre 2022, ce qui a donné lieu à un profit de change latent 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. En 2023, le cours moyen du dollar canadien s'est légèrement apprécié par rapport à celui du yuan, comparativement à 2022, ce qui a eu une incidence défavorable sur nos produits des activités ordinaires.

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 variation des taux d'intérêt pourrait modifier 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 2023, le taux directeur de la Banque du Canada était de 5,00 %, en hausse par rapport au taux de 4,25 % au 31 décembre 2022, en raison des inquiétudes concernant l'inflation. Le 24 janvier 2024, la Banque du Canada a annoncé qu'elle maintenait son taux directeur à 5,00 %.

PERSPECTIVES

Prévision des prix des marchandises

Les prix du pétrole brut se sont négociés dans une fourchette plus basse en 2023, comparativement à 2022, mais sont demeurés volatils à la suite de l'imposition par l'UE d'une interdiction d'importation de pétrole brut et de produits en provenance de Russie et du remaniement subséquent des flux commerciaux à l'échelle mondiale ainsi qu'en raison des préoccupations d'ordre macroéconomique en lien avec les hausses des taux d'intérêt et l'inflation de même que des événements géopolitiques tels que la crise qui sévit en Israël et dans la bande de Gaza. En 2022, les prix du pétrole à l'échelle mondiale avaient connu une hausse marquée au premier semestre à la suite de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, la faible capacité de production supplémentaire à l'échelle mondiale ayant fait craindre une rareté de l'offre. Les prix ont graduellement diminué au deuxième semestre de 2022, presque toutes les sources d'approvisionnement à court terme ayant été utilisées pour répondre à la demande et les exportations en provenance de Russie ayant été résilientes. La croissance de la demande de pétrole brut est demeurée forte en 2023, malgré de faibles indicateurs macroéconomiques, soutenue par la levée des restrictions liées à la COVID-19 en Chine plus tôt au cours de l'année. La croissance élevée de l'offre de pays non membres de l'OPEP+ a occasionné une pression baissière sur les prix tout au long de l'exercice; toutefois, les réductions de la production annoncées par l'OPEP+ et la prolongation de celles-ci ont permis de gérer et de soutenir cette pression à la baisse découlant de la croissance de l'offre. La politique de l'OPEP+ demeure essentielle pour préserver l'équilibre et les prix du pétrole à l'échelle mondiale.

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 prolongation des réductions de la production annoncées par l'OPEP+ continuera de soutenir les prix, les quotas de production étant un facteur clé des prix du pétrole brut. 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 politique de l'OPEP+, de la durée et de la gravité de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, de la mesure dans laquelle les exportations russes sont réduites par les sanctions ou la réduction de la production, du rythme de croissance de l'offre hors OPEP+, du renouvellement des volumes des réserves stratégiques de pétrole aux États-Unis et de la crise en Israël et dans la bande de Gaza. De plus, le ralentissement mondial de l'activité économique, l'incertitude à l'égard de l'inflation et 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 à Hardisty restera en grande partie lié aux facteurs mondiaux de l'offre 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 mise en service du prolongement du pipeline Trans Mountain en 2024 aura pour effet de rétrécir l'écart entre le WTI et le WCS.
- Nous prévoyons que la volatilité des prix des produits raffinés et 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 prix des produits raffinés et les marges de craquage devraient continuer à fluctuer, compte tenu des tendances saisonnières et du volume de traitement des raffineries en Amérique du Nord.
- Les prix du gaz naturel au NYMEX et de l'AECO devraient continuer de subir une pression à court terme en raison de l'offre élevée et des grandes possibilités de stockage du gaz naturel. Les conditions météorologiques continueront d'être l'un des principaux facteurs ayant une incidence sur la demande et les prix.
- Nous nous attendons à ce que le dollar canadien continue d'être touché par 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, les prix du pétrole brut 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. L'intégration de nos activités en amont et en aval contribue à atténuer l'incidence de la volatilité du prix des marchandises. La production de pétrole brut par nos actifs en amont est mélangée à des condensats et à du butane et sert de charge d'alimentation en pétrole brut pour nos activités en aval, tandis que les condensats extraits de notre production de pétrole brut fluidifié sont revendus à nos installations de Sables bitumineux. Le redémarrage des raffineries de Superior et de Toledo permet une intégration physique accrue. Ces deux raffineries traitent le pétrole brut fluidifié en provenance de nos actifs du secteur Sables bitumineux de même que le Husky Synthetic Blend (« HSB ») de l'usine de valorisation.

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 pétrole brut englobe les marges du pétrole brut léger-lourd et du pétrole brut léger-moyen. L'exposition aux marges du pétrole 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 pétrole 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.
- Les réservoirs de stockage traditionnel du pétrole brut à divers emplacements.

Grandes priorités pour 2024

Nos priorités pour 2024 mettent l'accent sur la sécurité, la maximisation de la valeur pour nos actionnaires grâce à la rentabilité de nos activités en aval, la progression des grands projets et d'autres occasions liées aux actifs, la domination du marché par les coûts et la promotion de notre entreprise et de notre industrie.

Performance de premier ordre en matière de sécurité

La plus grande de nos priorités est d'exercer nos activités de façon sécuritaire et fiable. Nous faisons tout en notre pouvoir pour assurer une exploitation sécuritaire et fiable à l'échelle de notre portefeuille, et nous avons pour objectif d'être un exploitant de premier ordre pour chacun de nos actifs importants et au sein de notre entreprise.

Cible de rendement pour les actionnaires

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. Nous avons fixé un objectif quant à notre dette nette, soit 4 G\$, qui sert de niveau plancher pour la dette nette, et nous travaillons à l'atteinte de cette cible. 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.

Réalisation de projets

L'investissement dans la croissance future est l'un des aspects sur lesquels nous concentrons nos efforts par le truchement de plusieurs projets importants en cours, notamment le projet West White Rose, le projet de prolongement de la durée d'utilité du NPSD SeaRose, le raccordement de Narrows Lake à Christina Lake ainsi que le projet d'optimisation de Foster Creek. En outre, nous travaillerons à la mise à niveau de plusieurs systèmes informatiques en 2024. Nous prévoyons réaliser ces projets sur plusieurs années dans le respect des échéances et des budgets.

Domination du marché par les coûts

Nous visons à maximiser la valeur pour nos actionnaires en continuant de mettre l'accent sur les structures de coûts et l'optimisation des marges. Nous consacrons nos efforts à réduire les coûts d'exploitation ainsi que les dépenses en immobilisations et les frais généraux et frais d'administration de manière à réaliser la pleine valeur de notre stratégie d'intégration tout en prenant des décisions qui favorisent la valeur à long terme pour Cenovus.

Nous continuerons de viser l'amélioration de la fiabilité de nos actifs en aval en tirant parti de notre expertise à l'égard de nos actifs en amont afin de maximiser la rentabilité à long terme de nos actifs.

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.

Nous avons affecté des ressources à l'investissement dans nos cinq domaines d'intervention ESG, notamment des projets de réduction des émissions. Nous maintenons notre engagement envers le projet fondamental Alliances Nouvelles voies, notamment en faisant le nécessaire pour conclure des ententes avec les gouvernements fédéral et provinciaux qui nous permettront de bénéficier d'un soutien financier suffisant pour faire progresser des projets de décarbonisation à grande échelle. Il est essentiel que les gouvernements fédéral et provinciaux offrent un soutien d'un niveau comparable à celui dont bénéficient d'autres projets de décarbonisation d'envergure ailleurs dans le monde. Un tel soutien permettra au secteur pétrolier et gazier canadien d'atteindre ses cibles de réduction d'émissions de GES et de pouvoir continuer de livrer concurrence aux producteurs pétroliers et gaziers d'autres territoires.

Des renseignements supplémentaires sur les efforts et les cibles de Cenovus sont disponibles dans le rapport ESG 2022 de Cenovus à l'adresse [cenovus.com](https://www.cenovus.com).

Objectifs de 2024

Notre budget d'investissement pour 2024 se situe entre 4,5 G\$ et 5,0 G\$. Il comprend une tranche de 3,0 G\$ consacrée au maintien de la production et d'une exploitation sécuritaire et fiable ainsi qu'une tranche de 1,5 G\$ à 2,0 G\$ consacrée aux investissements de croissance et d'optimisation.

Les investissements de croissance et d'optimisation se composent essentiellement des éléments suivants :

- progression du projet West White Rose;
- augmentation graduelle de la production des installations de Foster Creek, de Christina Lake et de Sunrise;
- initiatives dans nos secteurs en aval visant l'amélioration de la fiabilité et l'augmentation des marges réalisées;
- occasions au sein du secteur Hydrocarbures classiques.

Le tableau qui suit présente les prévisions pour 2024 :

	Dépenses d'investissement (en millions de dollars)	Production (kbep/j)	Production de pétrole brut (kb/j)
Secteurs en amont			
Sables bitumineux	2 500 – 2 750	590 – 610	
Hydrocarbures classiques	350 – 425	120 – 130	
Production extracôtière	850 – 950	60 – 70	
Secteurs en aval	750 – 850		630 – 670
Activités non sectorielles et éliminations	60 – 70		

Nos objectifs de 2024, datés du 13 décembre 2023, peuvent être consultés sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

SECTEURS À PRÉSENTER

Les secteurs à présenter de la société sont les suivants :

Secteurs en amont

- **Sables bitumineux**, qui se consacre aux activités de mise en valeur et de production de bitume et de pétrole lourd dans le nord de l'Alberta et la Saskatchewan. Les actifs de sables bitumineux de Cenovus comprennent les projets de Foster Creek, de Christina Lake et de Sunrise et 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 des volumes de marchandises de tiers supplémentaires 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 »), qui exerce des activités de prospection et de production de gaz naturel et de LGN au large des côtes de l'Indonésie.

Secteurs en aval

- **Raffinage au Canada**, qui comprend le complexe de valorisation et de raffinage d'asphalte de Lloydminster que la société détient et exploite pour la conversion du pétrole lourd et du bitume en pétrole brut synthétique, en diesel, en asphalte et en d'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 partout au Canada sont prises en compte dans ce secteur. Cenovus commercialise sa production et des volumes de produits de base de tiers dans le but d'utiliser son réseau intégré d'actifs pour optimiser la valeur. La société a renommé en 2023 son secteur Fabrication au Canada et le désigne désormais sous le titre Raffinage au Canada.
- **Raffinage 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 aux raffineries de Lima, de Superior et de Toledo entièrement détenues ainsi qu'aux raffineries de Wood River et de Borger (détenues conjointement avec l'exploitant Phillips 66). Cenovus commercialise également certains de ses propres volumes de produits raffinés de même que ceux de tiers, dont l'essence, le diesel, le carburéacteur et l'asphalte. La société a renommé en 2023 son secteur Fabrication aux États-Unis et le désigne désormais sous le titre Raffinage aux États-Unis.

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 charge d'alimentation et de l'utilisation interne de pétrole brut, de gaz naturel, de condensats, d'autres LGN et de produits raffinés 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 vente de condensats extraits du pétrole brut fluidifié produits à nos installations du secteur Raffinage au Canada et vendus au secteur Sables bitumineux ainsi que les profits latents sur les stocks. Les éliminations sont constatées en fonction des prix du marché.

SECTEURS EN AMONT

Sables bitumineux

En 2023, nous avons :

- assuré le déroulement sécuritaire de notre exploitation;
- produit 593,4 milliers de barils de pétrole brut par jour (586,6 milliers de barils de pétrole brut par jour en 2022);
- commencé la production sur trois nouveaux puits à Foster Creek et à Christina Lake;
- réalisé une activité de révision planifiée à Foster Creek au deuxième trimestre;
- réalisé une activité de révision planifiée à Christina Lake au troisième trimestre qui a eu une incidence minimale sur la production;
- inscrit une marge d'exploitation de 8,2 G\$, soit une diminution de 810 M\$ par rapport à 2022 attribuable principalement à la baisse des prix de vente moyens réalisés;
- engagé des dépenses d'investissement de 2,4 G\$ essentiellement pour les activités de maintien dans le secteur Sables bitumineux, notamment le forage de puits de prospection stratigraphique dans le cadre de notre programme de forage hivernal aux premier et quatrième trimestres, en plus du raccordement de Narrows Lake à Christina Lake et d'autres projets de croissance à Foster Creek et à Sunrise;
- enregistré un prix net opérationnel moyen de 38,10 \$ par bep (49,10 \$ par bep en 2022).

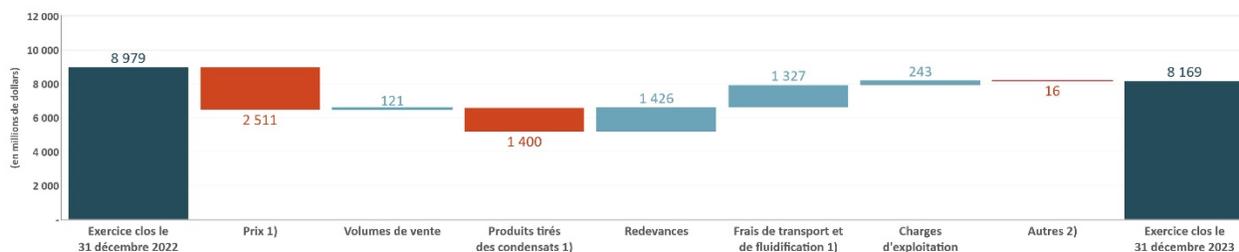
Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2023	2022
Produits des activités ordinaires		
Chiffre d'affaires brut ¹⁾	26 192	34 683
Déduire : Redevances	3 059	4 493
	23 133	30 190
Charges		
Marchandises achetées ¹⁾	1 457	4 718
Transport et fluidification	10 774	12 036
Charges d'exploitation	2 716	2 930
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	17	1 527
	8 169	8 979
Marge d'exploitation		
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	15	(68)
Amortissement et épuisement	2 993	2 763
Coûts de prospection	19	9
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	6	8
Résultat sectoriel	5 136	6 267

1) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 39 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

Variation de la marge d'exploitation



- 1) Les produits des activités ordinaires que nous présentons tiennent compte de la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd. Les coûts des condensats sont comptabilisés dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut ne tient pas compte de l'incidence des achats de condensats. La variation du prix tient compte de l'incidence des profits et pertes réalisés au titre de la gestion des risques.
- 2) 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

	2023	2022
Total – volumes de vente¹⁾ (kbep/j)	589,5	585,8
Prix réalisé total²⁾ (\$/bep)	73,02	91,70
Production de pétrole brut par actif (kb/j)		
Foster Creek	186,3	191,0
Christina Lake	237,4	246,5
Sunrise ³⁾	48,9	31,3
Actifs de production par méthode thermique de Lloydminster	104,1	99,9
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	16,7	16,3
Total – production de pétrole brut^{4) 5)} (kb/j)	593,4	586,6
Gaz naturel ⁶⁾ (Mpi ³ /j)	11,9	12,3
Total – production (kbep/j)	595,4	588,7
Taux de redevance réel⁷⁾ (%)		
Foster Creek	25,1	30,5
Christina Lake	29,5	30,8
Sunrise	6,8	7,3
Lloydminster ⁸⁾	9,5	10,5
Total – taux de redevance réel	21,9	25,2
Frais de transport et de fluidification²⁾ (\$/bep)	8,18	7,89
Charges d'exploitation²⁾ (\$/bep)	12,54	13,75
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires²⁾ (\$/bep)	12,94	11,90

1) Sables bitumineux, pétrole brut lourd et gaz naturel.

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

3) Le 31 août 2022, nous avons acquis la participation résiduelle de 50 % dans Sunrise auprès de bp Canada.

4) La production de bitume en 2022 comprend 1,6 milliard de barils par jour provenant de l'actif de Tucker qui a été vendu le 31 janvier 2022.

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

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

7) Les taux de redevances réels correspondent à la charge liée aux redevances divisée par les produits des activités ordinaires par produit, déduction faite des frais de transport.

8) Comprend les actifs de production par méthode thermique et les actifs de pétrole lourd classique de Lloydminster.

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. Dans notre formule de calcul du prix net opérationnel, le prix de vente réalisé sur le bitume et le pétrole lourd ne tient pas compte de l'incidence des achats de condensats; toutefois, ce prix est influencé par le prix des condensats. Lorsque le coût des condensats utilisés aux fins de fluidification augmente par rapport au prix du pétrole brut dilué ou si notre ratio de fluidification augmente, notre prix de vente réalisé sur le pétrole lourd et le bitume diminue.

Notre prix de vente réalisé a diminué pour s'établir à 73,02 \$ le bep en 2023, contre 91,70 \$ le bep en 2022, en raison surtout de la baisse des prix de référence du WTI. Pour l'exercice 2023, le WTI s'est établi en moyenne à 77,62 \$ US le baril (94,23 \$ US le baril en 2022) et l'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty a été de 18,65 \$ US le baril (18,22 \$ US le baril en 2022). Pour l'exercice 2023, le prix de référence des condensats correspondait à une prime de 17,64 \$ US le baril par rapport au WCS à Hardisty, comparativement à une prime de 17,77 \$ US le baril en 2022.

Le chiffre d'affaires brut comprend un montant de 1,2 G\$ (4,4 G\$ en 2022) de volumes provenant de tiers et un montant de 377 M\$ (358 M\$ en 2022) lié à des activités de construction, de transport et de fluidification.

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 peut utiliser 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.

Volumes de production

La production de pétrole brut du secteur Sables bitumineux s'est chiffrée à 593,4 milliers de barils par jour en 2023 (586,6 milliers de barils par jour en 2022).

En 2023, nous avons vendu environ 25 % (20 % en 2022) de nos volumes de pétrole brut du secteur Sables bitumineux à des tiers aux États-Unis et environ 20 % de nos volumes de pétrole brut de ce secteur à nos secteurs en aval au Canada et aux États-Unis. Le reste des ventes était destiné au Canada.

La production de Foster Creek a diminué de 4,7 milliers de barils par jour comparativement à celle de 2022 pour s'établir à 186,3 milliers de barils par jour en 2023, en raison surtout d'une activité de révision planifiée ayant commencé à la mi-avril et s'étant terminée au début de mai 2023, ce qui a eu une plus grande incidence que les travaux de maintenance planifiés et l'interruption de service non planifiée en 2022. Cette diminution a été compensée en partie par la mise en service de trois nouveaux puits en 2023.

La production de Christina Lake a diminué de 9,1 milliers de barils par jour comparativement à celle de 2022 pour s'établir à 237,4 milliers de barils par jour en 2023, en raison surtout du moment de la mise en service de trois nouveaux puits en 2023 ainsi que de la forte production en 2022 tirée de puits de mise en valeur forés au cours d'années antérieures. Cette diminution a été compensée en partie par une activité de révision qui a eu lieu en 2022. Nous avons réalisé une activité de révision planifiée au troisième trimestre de 2023 qui a eu une incidence minimale sur la production.

La production de Sunrise s'est accrue de 17,6 milliers de barils par jour comparativement à celle de 2022 pour s'établir à 48,9 milliers de barils par jour en 2023. L'acquisition de Sunrise s'est conclue le 31 août 2022. En outre, la mise en œuvre réussie de notre programme de mise en valeur de 2023 réalisé au troisième trimestre s'est traduite par une augmentation de la production d'un exercice à l'autre.

La production de nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster s'est accrue de 4,2 milliers de barils par jour comparativement à celle de 2022 pour s'établir à 104,1 milliers de barils par jour en 2023. Cette hausse est attribuable à l'entrée en production de l'usine thermique de Spruce Lake North en août 2022, annulée en partie par la mise hors service de puits en vue d'un programme de mise en valeur et d'une activité de reconditionnement en 2023.

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 des projets 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 %.

En 2023, les redevances se sont établies à 3,1 G\$ (4,5 G\$ en 2022). Le taux de redevance réel du secteur Sables bitumineux a diminué, passant de 25,2 % en 2022 à 21,9 % en 2023, essentiellement en raison de prix réalisés moins élevés et de la diminution des taux de redevance fondés sur une échelle mobile des projets de sables bitumineux de l'Alberta.

Charges

Transport et fluidification

En 2023, les frais de fluidification ont diminué de 1,4 G\$ comparativement à ceux de 2022 pour s'établir à 8,9 G\$, en raison de la baisse des prix des condensats, laquelle a été compensée en partie par des volumes plus élevés. Les frais de transport ont augmenté de 138 M\$ comparativement à ceux de 2022 pour s'établir à 1,8 G\$ en 2023, en raison surtout de l'acquisition de Sunrise.

Frais de transport unitaires

Les frais de transport se sont établis à 8,18 \$ le bep en 2023, en hausse par rapport à 7,89 \$ le bep en 2022.

À Foster Creek, les frais de transport unitaires ont augmenté légèrement, passant de 11,78 \$ par baril en 2022 à 11,98 \$ par baril en 2023, essentiellement en raison de l'augmentation des coûts de stockage, annulée en partie par la baisse des frais fixes de transport ferroviaire. En 2023, nous avons expédié aux États-Unis 44 % (43 % en 2022) des volumes de Foster Creek.

À Christina Lake, les frais de transport ont augmenté légèrement, passant de 6,51 \$ par baril en 2022 à 6,69 \$ par baril en 2023. La hausse des tarifs et l'augmentation du pourcentage de nos volumes expédié aux États-Unis ont été compensées en partie par la diminution des frais fixes de transport ferroviaire. En 2023, nous avons expédié aux États-Unis 18 % (13 % en 2022) des volumes de Christina Lake.

À Sunrise, les frais de transport ont augmenté légèrement, passant de 12,26 \$ par baril en 2022 à 12,47 \$ par baril en 2023, en raison surtout de la hausse des tarifs. En 2023, nous avons expédié aux États-Unis 50 % (51 % en 2022) des volumes de Sunrise.

Pour nos autres actifs du secteur Sables bitumineux, les frais de transport en 2023 se sont établis à 3,51 \$ par baril (3,49 \$ par baril en 2022).

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de 2023 ont été les coûts du carburant, de la main-d'œuvre, des réparations et de la maintenance, et des produits chimiques. Les charges d'exploitation totales ont diminué de 214 M\$ comparativement à celles de 2022 pour s'établir à 2,7 G\$ en 2023, en raison surtout de la baisse des coûts du carburant découlant de l'importante baisse des prix de référence de l'AECO. Cette diminution a été contrebalancée par des coûts des réparations et de la maintenance plus élevés en 2023, comparativement à 2022. Nous avons subi des pressions inflationnistes relativement à nos coûts; toutefois, 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)	2023	Variation (%)	2022
Foster Creek			
Carburant	3,48	(43)	6,07
Autres coûts	7,96	22	6,52
Total	11,44	(9)	12,59
Christina Lake			
Carburant	2,98	(41)	5,07
Autres coûts	5,54	14	4,87
Total	8,52	(14)	9,94
Sunrise			
Carburant	4,78	(32)	7,01
Autres coûts	12,24	17	10,48
Total	17,02	(3)	17,49
Autres – Sables bitumineux²⁾			
Carburant	4,54	(38)	7,35
Autres coûts	15,78	5	15,10
Total	20,32	(9)	22,45
Total – Sables bitumineux			
Carburant	3,60	(39)	5,95
Autres coûts	8,94	15	7,80
Total	12,54	(9)	13,75

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 autres coûts unitaires ont augmenté pour tous nos actifs du secteur Sable bitumineux en 2023, comparativement à ceux de 2022, en raison essentiellement des facteurs suivants :

- la diminution des volumes de vente et des activités de révision planifiées à Foster Creek et à Christina Lake, partiellement compensée par l'incidence d'une activité de révision planifiée, de travaux de maintenance et d'une interruption de service non planifiée en 2022;
- la hausse des coûts des réparations et de la maintenance de Sunrise, annulée en partie par la hausse des volumes de vente en 2023;
- l'augmentation des réparations et de la maintenance de même que des activités de reconditionnement à nos autres actifs du secteur Sables bitumineux.

Prix nets opérationnels¹⁾

(\$/bep)	Exercice clos le 31 décembre	
	2023	2022
Prix de vente	73,02	91,70
Redevances	14,20	20,96
Transport et fluidification	8,18	7,89
Charges d'exploitation	12,54	13,75
Prix net opérationnel	38,10	49,10

1) Les composantes des prix nets opérationnels sont des mesures financières déterminées. Les prix nets opérationnels contiennent une mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques

En 2023, nous avons réalisé des pertes liées à la gestion des risques de 17 M\$ (1,5 G\$ en 2022). Cette diminution en comparaison de 2022 est attribuable à la décision de la direction de liquider nos positions sur le WTI liées à la gestion des risques associés au prix de vente du pétrole brut au deuxième trimestre de 2022.

Hydrocarbures classiques

En 2023, nous avons :

- assuré le déroulement sécuritaire de notre exploitation;
- produit 119,9 milliers de bep par jour (127,2 milliers de bep par jour en 2022);
- réagi aux feux de forêt dans le nord de l'Alberta. Au début de mai, nous avons confiné temporairement une production équivalant à environ 85 milliers de bep par jour dans les secteurs opérationnels Rainbow Lake, Elmworth-Wapiti, Kaybob-Edson et Clearwater afin d'assurer la sécurité de notre personnel, des communautés locales et de nos actifs. En juin, nous avons pu redémarrer la majorité de nos puits et installations touchés par les incendies. D'autres feux de forêt ont affecté notre actif de Rainbow Lake en septembre et durant le quatrième trimestre et ont eu une incidence mineure sur la production. Nous avons repris la pleine production au quatrième trimestre;
- inscrit une marge d'exploitation de 583 M\$, soit une diminution par rapport à 1,2 G\$ en 2022, imputable essentiellement à la baisse des prix de vente moyens réalisés;
- engagé des dépenses d'investissement de 452 M\$ toujours axées sur le forage, les activités d'achèvement et de raccordement et les projets d'infrastructures;
- enregistré un prix net opérationnel moyen de 12,02 \$ par bep (27,43 \$ par bep en 2022).

Résultats financiers

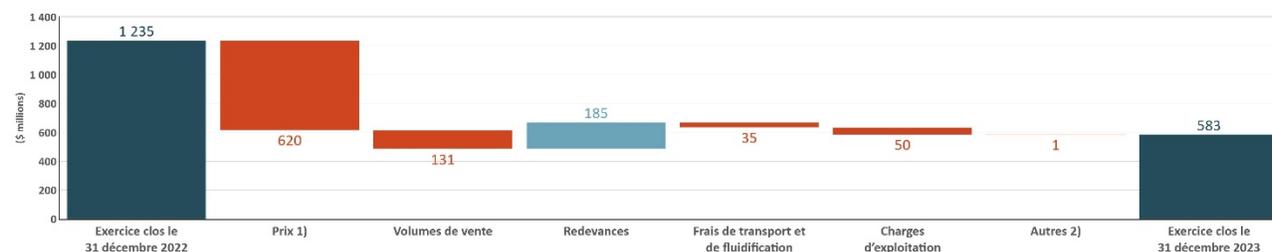
(en millions de dollars)

	2023	2022
Produits des activités ordinaires		
Chiffre d'affaires brut ¹⁾	3 273	4 439
Déduire : Redevances	112	298
	3 161	4 141
Charges		
Marchandises achetées	1 695	2 023
Transport et fluidification ¹⁾	298	250
Charges d'exploitation	590	541
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(5)	92
Marge d'exploitation	583	1 235
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(19)	13
Amortissement et épuisement	386	370
Coûts de prospection	6	1
Résultat sectoriel	210	851

1) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 39 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

Variation de la marge d'exploitation

Exercice clos le 31 décembre 2023



1) La variation du prix tient compte de l'incidence des profits et pertes réalisés au titre de la gestion des risques.

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

Résultats d'exploitation

	2023	2022
Total – volumes de vente (kbep/j)	119,9	127,2
Prix réalisé total¹⁾ (\$/bep)	31,76	48,15
Pétrole brut léger (\$/b)	101,34	118,64
LGN (\$/b)	48,25	63,22
Gaz naturel classique (kpi ³)	3,91	6,50
Production par produit		
Pétrole brut léger (\$/b)	5,9	7,5
LGN (\$/b)	21,7	23,8
Gaz naturel classique (kpi ³)	554,1	576,1
Total – production (Mpi ³ /j)	119,9	127,2
Production de gaz naturel classique (% du total)	77	75
Production de pétrole brut et de LGN (% du total)	23	25
Taux de redevance réel (%)	10,8	15,4
Frais de transport¹⁾ (\$/bep)	4,16	3,16
Charges d'exploitation¹⁾ (\$/bep)	13,02	11,18
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires¹⁾ (\$/bep)	8,76	8,23

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 diminué en 2023, comparativement à 2022, principalement en raison de la baisse des prix de référence du pétrole brut et du gaz naturel.

Le chiffre d'affaires brut de 2023 comprend un montant de 1,7 G\$ (2,0 G\$ en 2022) de volumes provenant de tiers et un montant de 188 M\$ (178 M\$ en 2022) lié à des activités de traitement pour le compte de tiers.

Volumes de production

Les volumes de production ont diminué de 7,3 milliers de bep par jour comparativement à ceux de 2022 pour s'établir à 119,9 milliers de bep par jour en 2023. Cette diminution d'un exercice à l'autre s'explique essentiellement par l'incidence des feux de forêt au deuxième trimestre de 2023, annulée en partie par l'incidence positive des résultats de notre programme de mise en valeur de 2023.

Redevances

Les actifs du secteur Hydrocarbures classiques sont assujettis à des régimes de redevances en Alberta et en Colombie-Britannique. Les redevances ont diminué, passant de 298 M\$ en 2022 à 112 M\$ en 2023, et les taux de redevance réels ont également diminué, essentiellement en raison de la chute du prix du gaz naturel.

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 48 M\$ comparativement à ceux de 2022 pour s'établir à 298 M\$ en 2023, et les frais de transport unitaires ont également augmenté, s'établissant à 4,16 \$ par bep en 2023, comparativement à 3,16 \$ par bep en 2022. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des tarifs et aux coûts de stockage supplémentaires de même qu'à la diminution des volumes de vente.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de 2023 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 totales ont augmenté de 49 M\$ comparativement à celles de 2022 pour s'établir à 590 M\$ en 2023, en raison de la hausse des coûts des réparations et de la maintenance. Les feux de forêt ont eu une incidence minimale sur les charges d'exploitation totales. Les charges d'exploitation par bep ont augmenté de 1,84 \$ par bep comparativement à celles de 2022 pour s'établir à 13,02 \$ par bep en 2023, en raison des mêmes facteurs que ceux ayant eu une incidence sur les charges d'exploitation totales ainsi qu'en raison de la baisse des volumes de vente attribuable aux feux de forêt.

Prix nets opérationnels¹⁾

(\$/bep)	2023	2022
Prix de vente	31,76	48,15
Redevances	2,56	6,38
Transport et fluidification	4,16	3,16
Charges d'exploitation	13,02	11,18
Prix net opérationnel	12,02	27,43

1) Les composantes des prix nets opérationnels sont des mesures financières déterminées. Les prix nets opérationnels contiennent une mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

Production extracôtière

En 2023, nous avons :

- assuré le déroulement sécuritaire de notre exploitation;
- redémarré la production du NPSD à Terra Nova à la fin novembre, et notre quote-part de la production de décembre s'est élevée à 4,1 milliers de barils par jour;
- débuté la production de gaz au champ MAC en Indonésie en septembre;
- produit 63,4 milliers de bep par jour de pétrole brut léger, de LGN et de gaz naturel (70,3 milliers de bep par jour en 2022);
- inscrit une marge d'exploitation de 1,1 G\$, en baisse de 492 M\$ par rapport à 2022, en raison surtout de volumes de vente moins élevés tirés de nos activités dans la région de l'Atlantique et en Chine ainsi que de la baisse des prix de vente réalisés sur le pétrole brut léger;
- enregistré un prix net opérationnel de 56,48 \$ par bep (68,90 \$ par bep en 2022);
- engagé des dépenses d'investissement de 642 M\$ qui ont été consacrées principalement au projet West White Rose et au projet de prolongement de la durée d'utilité des actifs de Terra Nova dans la région de l'Atlantique.

Le projet West White Rose était achevé à environ 75 % au 31 décembre 2023. Depuis notre décision de redémarrer le projet en 2022, notre investissement se chiffre à environ 578 M\$. Nous avons franchi une étape importante du projet West White Rose au deuxième trimestre grâce à l'achèvement du coffrage glissant conique permettant de créer la structure de béton. Le démarrage de la production est prévu pour 2026.

Vers la fin décembre 2023, nous avons suspendu la production au champ White Rose pour nous préparer au projet de prolongement de la durée d'utilité du NPSD SeaRose. Le NPSD SeaRose a quitté le champ en vue de la période en cale sèche planifiée à la fin janvier 2024. Nous prévoyons reprendre la production au champ White Rose vers la fin du troisième trimestre de 2024.

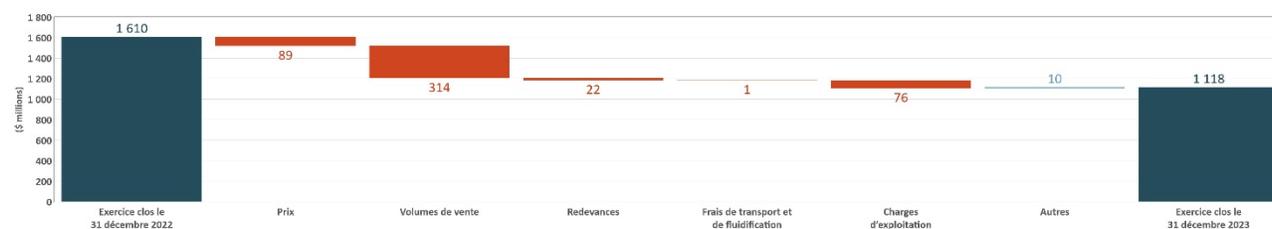
Résultats financiers

(en millions de dollars)	2023			2022		
	Atlantique	Asie-Pacifique	Production extra-côtière	Atlantique	Asie-Pacifique	Production extra-côtière
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	400	1 217	1 617	578	1 442	2 020
Déduire : Redevances	15	84	99	(3)	80	77
	385	1 133	1 518	581	1 362	1 943
Charges						
Transport et fluidification	16	—	16	15	—	15
Charges d'exploitation	262	122	384	204	114	318
Marge d'exploitation¹⁾	107	1 011	1 118	362	1 248	1 610
Amortissement et épuisement			487			585
Coûts de prospection			17			91
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			(57)			(23)
Résultat sectoriel			671			957

1) La marge d'exploitation de la région de l'Atlantique et de la région Asie-Pacifique 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

Exercice clos le 31 décembre 2023



Résultats d'exploitation

	2023	2022
Volumes de vente		
Région de l'Atlantique (kb/j)	9,6	11,3
Région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)		
Chine	40,5	48,2
Indonésie ¹⁾	14,7	10,5
Total – Asie-Pacifique	55,2	58,7
Total – volumes de vente (kbep/j)	64,8	70,0
Prix réalisé total²⁾ (\$/bep)	81,63	89,72
Région de l'Atlantique – Pétrole brut léger (\$/b)	113,74	140,65
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾ (\$/bep)	76,04	79,96
LGN (\$/b)	99,73	110,05
Gaz naturel classique (\$/kpi ³⁾)	11,71	11,98
Production par produit		
Région de l'Atlantique – Pétrole brut léger (kb/j)	8,2	11,6
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾		
LGN (kb/j)	10,8	12,4
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	266,6	277,7
Total – Région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)	55,2	58,7
Total – production (kbep/j)	63,4	70,3
Taux de redevance réel (%)		
Atlantique	3,7	(0,5)
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾	10,3	11,5
Charges d'exploitation²⁾ (\$/bep)	17,20	12,64
Atlantique	67,93	42,03
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾	8,37	7,00
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires²⁾ (\$/bep)	25,57	30,76

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 sur le pétrole brut léger et les LGN a diminué en 2023, comparativement à 2022, principalement en raison de la baisse du prix de référence du Brent.

Volumes de production

La production dans la région de l'Atlantique a diminué de 3,4 milliers de barils par jour comparativement à celle de 2022 pour s'établir à 8,2 milliers de barils par jour en 2023. Cette diminution s'explique par des activités de révision au NPSD SeaRose en mars et en avril 2023 qui ont eu une incidence plus importante que les travaux de maintenance annuels planifiés réalisés au troisième trimestre de 2022. De plus, la réduction de la participation directe de Cenovus dans le champ White Rose et ses extensions satellites depuis le 31 mai 2022 a occasionné une diminution de la production d'un exercice à l'autre. La production de pétrole brut léger provenant du champ White Rose est déchargée du NPSD SeaRose vers des navires pétroliers et stockée dans un terminal terrestre avant d'être expédiée aux acheteurs, ce qui occasionne des délais entre la production et la vente.

La production dans la région de l'Asie-Pacifique a diminué de 3,5 milliers de barils par jour comparativement à celle de 2022 pour s'établir à 55,2 milliers de barils par jour en 2023. Cette diminution est attribuable essentiellement à une interruption de service temporaire non planifiée en Chine au deuxième trimestre en raison du débranchement du câble ombilical par le navire d'un tiers au début d'avril, ce câble ayant été rebranché en mai. Les modifications apportées aux contrats de vente de gaz de Liwan 3-1 et Liuhua 29-1 au deuxième trimestre de 2022 ont également contribué à la baisse de la production. Cette baisse a été compensée en partie par le début de la production gazière aux champs MBH et MDA en Indonésie au quatrième trimestre de 2022 ainsi qu'au champ MAC, également en Indonésie, en septembre 2023, de même que par des travaux de maintenance planifiés en Chine aux deuxième et troisième trimestres de 2022 qui ont eu une incidence plus importante que ceux réalisés en juin 2023.

Redevances

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les redevances dans la région de l'Atlantique se sont établies à 15 M\$ (recouvrement de 3 M\$ en 2022). Les redevances ont augmenté en 2023 puisque les redevances en 2022 pour le champ White Rose comprenaient des ajustements fondés sur une entente modifiée conclue entre nos partenaires directs et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador.

Les taux de redevance en Chine et en Indonésie sont régis par des contrats de partage de la production avec les gouvernements chinois et indonésien. Le taux de redevance réel pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 a diminué pour s'établir à 10,3 % (11,5 % en 2022) en raison de l'entrée en production des champs MBH, MDA et MAC en 2022 et en 2023, les taux étant moins élevés au moment du démarrage. Cette diminution a été contrebalancée en partie par la taxe de consommation entrée en vigueur en Chine en juin 2023 ayant une incidence sur les redevances sur les LGN.

Charges

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation dans la région de l'Atlantique en 2023 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, les coûts liés aux navires et aux hélicoptères et les coûts de la main-d'œuvre. Les charges d'exploitation ont augmenté de 58 M\$ comparativement à celles de 2022 pour s'établir à 262 M\$ en 2023. Cette hausse s'explique par les coûts associés à la préparation et aux travaux de maintenance en vue du redémarrage du NPSD à Terra Nova ainsi qu'aux coûts de préparation du projet de prolongement de la durée d'utilité du NPSD SeaRose. En 2023 et 2022, nous avons engagé des coûts relatifs à l'augmentation de la production du projet West White Rose ayant donné lieu à d'importants travaux de construction à la fin mars 2023. Les charges d'exploitation unitaires ont augmenté en 2023, comparativement à 2022, en raison principalement de la baisse des volumes de vente conjuguée aux mêmes facteurs que ceux ayant eu une incidence sur les charges d'exploitation totales.

Les principales composantes de nos charges d'exploitation en Chine pour 2023 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 en Chine ont augmenté de 8 M\$ comparativement à celles de 2022 pour s'établir à 122 M\$ en 2023, en raison des coûts liés à la réparation du câble ombilical. Les charges d'exploitation unitaires relatives à nos actifs en Chine ont augmenté, comparativement à celles de 2022, en raison principalement de la baisse des volumes de vente, conjuguée aux mêmes facteurs que ceux ayant eu une incidence sur les charges d'exploitation totales. Les charges d'exploitation unitaires relatives à nos actifs en Indonésie ont diminué, comparativement à celles de 2022, en raison surtout de l'augmentation des volumes de vente.

Transport

Les frais de transport dans la région de l'Atlantique se sont établis à 16 M\$ en 2023 (15 M\$ en 2022) 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)	2023			
	Région de l'Atlantique ¹⁾ (\$/b)	Chine	Indonésie ²⁾	Total – production extracôtière
Prix de vente	113,74	82,14	59,16	81,63
Redevances	4,24	5,68	13,75	7,29
Transport et fluidification	4,44	—	—	0,66
Charges d'exploitation	67,93	7,51	10,76	17,20
Prix net opérationnel	37,13	68,95	34,65	56,48

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

1) Les composantes des prix nets opérationnels sont des mesures financières déterminées. Les prix nets opérationnels contiennent une mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

2) 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.

Coûts de prospection

Nous avons comptabilisé des coûts de prospection de 17 M\$ en 2023 (91 M\$ en 2022). Les coûts de prospection de 2022 s'expliquaient principalement par la radiation d'un montant de 58 M\$ relativement à notre décision de ne pas aller de l'avant avec la mise en valeur du bloc 15/33 en Chine.

SECTEURS EN AVAL

Raffinage au Canada

En 2023, nous avons :

- assuré le déroulement sécuritaire et fiable de notre exploitation;
- augmenté la production pour la faire passer à 100,7 milliers de barils par jour (92,9 milliers de barils par jour en 2022) et atteint un taux d'utilisation du pétrole brut de 90 % et 95 %, respectivement, à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster (84 % et 83 %, respectivement, en 2022);
- inscrit une marge d'exploitation de 675 M\$, soit une diminution de 24 M\$ comparativement à 2022.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2023	2022
Produits des activités ordinaires	6 233	7 792
Marchandises achetées	4 919	6 389
Marge brute¹⁾	1 314	1 403
Charges		
Charges d'exploitation	639	704
Marge d'exploitation	675	699
Amortissement et épuiement	185	208
Résultat sectoriel	490	491

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

	2023	2022
Total – Raffinage au Canada		
Capacité de production unitaire de pétrole brut ¹⁾ (kb/j)	110,5	110,5
Production unitaire de pétrole brut (kb/j)	100,7	92,9
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	91	84
Total de la production ²⁾ (kb/j)	114,2	105,2
Pétrole brut synthétique	47,6	46,0
Asphalte	15,4	13,5
Diesel	12,9	9,3
Autres	33,3	31,5
Ethanol	5,0	4,9
Marge d'affinage ³⁾ (\$/b)	32,04	33,92
Charges d'exploitation unitaires ⁴⁾ (\$/b)	12,68	13,91

1) D'après la capacité nominale de traitement du pétrole brut.

2) Comprend les volumes provenant de l'usine de valorisation, de la raffinerie de Lloydminster et des usines d'éthanol.

3) Contient 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 tirés de l'usine de valorisation et des activités liées aux carburants commerciaux pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 se sont établis à 4,8 G\$ (3,8 G\$ tirés de l'usine de valorisation en 2022). Les produits des activités ordinaires de la raffinerie de Lloydminster pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 se sont chiffrés à 1,0 G\$ (1,1 G\$ en 2022).

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

	2023	2022
Usine de valorisation de Lloydminster		
Capacité de production unitaire de pétrole brut lourd ¹⁾ (kb/j)	81,5	81,5
Production unitaire de pétrole brut lourd (kb/j)	73,1	68,7
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	90	84
Production (kb/j)	81,5	76,0
Marge de raffinage ²⁾ (\$/b)	34,48	36,04
Charges d'exploitation unitaires ³⁾ (\$/b)	12,32	12,65
Écart lié à la valorisation ⁴⁾ (\$/b)	31,14	32,84
Raffinerie de Lloydminster		
Capacité de production unitaire de pétrole brut lourd ¹⁾ (kb/j)	29,0	29,0
Production unitaire de pétrole brut lourd (kb/j)	27,6	24,2
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	95	83
Production (kb/j)	27,7	24,3
Marge de raffinage ²⁾ (\$/b)	25,58	27,91
Charges d'exploitation unitaires ³⁾ (\$/b)	13,62	17,49

1) D'après la capacité nominale de traitement du pétrole brut.

2) Contient 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 tirés de l'usine de valorisation et des activités liées aux carburants commerciaux pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 se sont chiffrés à 4,8 G\$ (3,8 G\$ tirés de l'usine de valorisation en 2022). Les produits des activités ordinaires de la raffinerie de Lloydminster pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 se sont chiffrés à 1,0 G\$ (1,1 G\$ en 2022).

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

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

Dans le secteur Raffinage au Canada, la production unitaire de pétrole brut de l'exercice 2023 a augmenté de 7,8 milliers de barils par jour, comparativement à celle de 2022, pour s'établir à 100,7 milliers de barils par jour, tandis que la production totale a augmenté de 9,0 milliers de barils par jour pour s'établir à 114,2 milliers de barils par jour en raison des facteurs suivants :

- l'augmentation de la production de l'usine de valorisation de 4,4 milliers de barils par jour pour s'établir à 73,1 milliers de barils par jour, en raison surtout d'une activité de révision planifiée et d'interruptions de service non planifiées ayant eu lieu en 2022, cette hausse ayant été annulée en partie par des interruptions de service non planifiées aux deuxième et quatrième trimestres de 2023. La production a également subi l'incidence du temps froid au quatrième trimestre de 2022 jusqu'à la mi-janvier 2023.
- l'augmentation de la production de la raffinerie de Lloydminster en raison principalement de son taux d'utilisation élevé en 2023 conjugué à une activité de révision planifiée au deuxième trimestre de 2022 et à une interruption de service non planifiée au troisième trimestre de 2022. La production a augmenté de 3,4 milliers de barils par jour, comparativement à celle de 2022, pour s'établir à 27,6 milliers de barils par jour.

Produits des activités ordinaires et marge brute

Les activités de l'usine de valorisation assurent la transformation du pétrole brut lourd fluidifié et du bitume en pétrole brut synthétique et en diesel 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. 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 varient selon la saison et augmentent durant la période d'asphaltage, qui s'étend habituellement de mai à octobre chaque année.

L'usine de valorisation et la raffinerie de Lloydminster s'approvisionnent en charge d'alimentation en pétrole brut auprès de notre secteur Sables bitumineux. En 2023, environ 13 % du total des volumes de vente lourd provenant de nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster et de notre production de pétrole brut classique à Lloydminster ont été vendus au secteur Raffinage au Canada.

En 2023, les produits des activités ordinaires ont diminué de 1,6 G\$ pour s'établir à 6,2 G\$ en raison de la baisse des prix du pétrole brut synthétique et des prix des produits raffinés de même que de la cession de notre réseau de vente au détail de carburant au troisième trimestre de 2022. Cette baisse a été annulée en partie par la hausse des volumes de production de l'usine de valorisation et de la raffinerie de Lloydminster. Les prix de référence du pétrole brut synthétique ont diminué de 19 % comparativement à ceux de 2022 pour s'établir à 79,61 \$ US le baril en 2023.

La marge brute a diminué de 89 M\$ comparativement à celle de 2022 pour s'établir à 1,3 G\$ en 2023, en raison surtout de la cession de notre réseau de vente au détail de carburant au troisième trimestre de 2022 ainsi que des facteurs susmentionnés. La production de diesel a augmenté en 2023 par rapport à la production de pétrole brut synthétique puisque nous optimisons continuellement la production afin d'obtenir des marges plus élevées.

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 de l'exercice 2023 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 charges d'exploitation totales ont diminué de 65 M\$ comparativement à celles de 2022 pour s'établir à 639 M\$ en 2023, en raison surtout de la cession de notre réseau de vente au détail de carburant au troisième trimestre de 2022, de la baisse des coûts de l'énergie et d'activités de révision planifiées à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster au deuxième trimestre de 2022. Cette diminution a été contrebalancée en partie par la hausse des coûts des réparations et de la maintenance à l'usine de valorisation en 2023. Les charges d'exploitation unitaires ont diminué de 1,23 \$ par baril pour s'établir à 12,68 \$ par baril en 2023, en raison surtout de la production de pétrole brut plus élevée et de la baisse des coûts de l'énergie.

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.

Raffinage aux États-Unis

En 2023, nous avons augmenté la capacité de production de pétrole brut de 129,0 milliers de barils par jour grâce à l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans la raffinerie de Toledo et au redémarrage de la raffinerie de Superior, ce qui a permis d'intégrer davantage nos capacités de production et de raffinage de pétrole lourd.

De plus, nous avons :

- assuré le déroulement sécuritaire de notre exploitation et atteint un taux d'utilisation moyen du pétrole brut de 75 % (80 % en 2022);
- inscrit une marge d'exploitation de 477 M\$, en baisse de 1,3 G\$ par rapport à 2022, en raison essentiellement de marges de craquage moins élevées et de la baisse des prix des produits raffinés, les prix de référence du raffinage ayant baissé considérablement au quatrième trimestre de 2023;
- conclu, le 28 février 2023, l'acquisition de Toledo qui nous confère la pleine participation dans la raffinerie de Toledo et nous permet d'assumer son entière exploitation, ce qui nous a procuré une capacité additionnelle de production de 80,0 milliers de barils par jour;
- redémarré de façon sécuritaire la raffinerie de Toledo et rétabli sa pleine production en juin. La raffinerie a connu un très bon deuxième semestre, comme en témoigne le taux d'utilisation du pétrole brut de 88 % durant cette période. Le taux d'utilisation du pétrole brut total de 2023 s'est établi à 57 % (45 % en 2022);
- intégré le pétrole brut à la mi-mars à la raffinerie de Superior et redémarré le craqueur catalytique à lit fluidisé au début d'octobre, l'utilisation du pétrole brut pour les deux derniers mois de 2023, à la suite du redémarrage du craqueur catalytique à lit fluidisé, s'étant établie à 66 %;
- réalisé de façon sécuritaire des activités de révision planifiées à la raffinerie de Wood River au printemps et à la raffinerie de Borger au printemps et à l'automne;
- atteint un taux d'utilisation de 85 % (90 % en 2022) à la raffinerie de Lima, qui a subi l'incidence de travaux de maintenance planifiés et d'interruptions de service non planifiées au quatrième trimestre;
- engagé des dépenses d'investissement de 602 M\$, principalement pour la reconstruction de la raffinerie de Superior, les programmes de fiabilité des activités de raffinage et les investissements de croissance aux raffineries de Wood River et de Borger, et les investissements de maintien aux raffineries de Lima et de Toledo.

Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2023	2022
Produits des activités ordinaires ¹⁾	26 393	30 218
Marchandises achetées ¹⁾	23 354	26 020
Marge brute²⁾	3 039	4 198
Charges		
Charges d'exploitation	2 562	2 346
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	112
Marge d'exploitation	477	1 740
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	(17)	18
Amortissement et épuisement	486	640
Résultat sectoriel	8	1 082

1) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 39 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

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 – consolidés

	2023	2022
Total – Raffinage aux États-Unis		
Capacité de production unitaire de pétrole brut ^{1) 2)} (kb/j)	635,2	551,5
Production unitaire de pétrole brut ²⁾ (kb/j)	459,7	400,8
Pétrole brut lourd	173,9	116,1
Pétrole brut moyen et léger	285,8	284,7
Taux d'utilisation du pétrole brut ²⁾ (%)	75	80
Production totale de produits raffinés (kb/j)	485,0	419,9
Essence	231,2	199,8
Distillats ³⁾	167,0	153,4
Asphalte	19,8	8,9
Autres	67,0	57,8
Marge de raffinage ⁴⁾ (\$/b)	18,12	28,70
Charges d'exploitation unitaires ⁵⁾ (\$/b)	15,27	16,04

1) D'après la capacité nominale de traitement du pétrole brut.

2) La production unitaire et la capacité de production unitaire de pétrole brut de la raffinerie de Superior sont prises en compte dans le calcul du taux d'utilisation du pétrole brut en date du 1^{er} avril 2023. Le taux d'utilisation du pétrole brut de la raffinerie de Toledo prend en compte la capacité moyenne pondérée de production de pétrole brut depuis que Cenovus a acquis la pleine participation dans cette raffinerie le 28 février 2023.

3) Comprend le diesel et le carburéacteur.

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

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

Sommaire des résultats d'exploitation – par raffinerie

	2023				2022			
	Lima	Toledo	Superior	Wood River et Borger ¹⁾	Lima	Toledo	Superior	Wood River et Borger ¹⁾
Capacité de production unitaire de pétrole brut ²⁾ (kb/j)	178,7	160,0	49,0	247,5	175,0	80,0	49,0	247,5
Production unitaire de pétrole brut (kb/j)	152,7	83,1	22,6	201,3	157,9	36,3	—	206,6
Taux d'utilisation du pétrole brut ³⁾ (%)	85	57	61	81	90	45	—	83

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

2) D'après la capacité nominale de traitement du pétrole brut.

3) La production unitaire et la capacité de production unitaire de pétrole brut de la raffinerie de Superior sont prises en compte dans le calcul du taux d'utilisation du pétrole brut en date du 1^{er} avril 2023. Le taux d'utilisation du pétrole brut de la raffinerie de Toledo prend en compte la capacité moyenne pondérée de production de pétrole brut depuis que Cenovus a acquis la pleine participation dans cette raffinerie le 28 février 2023.

Dans le secteur Raffinage aux États-Unis, la production unitaire de pétrole brut de l'exercice 2023 a augmenté de 58,9 milliers de barils par jour, comparativement à celle de 2022, pour s'établir à 459,7 milliers de barils par jour, tandis que la production totale de produits raffinés a augmenté de 65,1 milliers de barils par jour pour s'établir à 485,0 milliers de barils par jour en raison surtout de l'acquisition de Toledo et du redémarrage des raffineries de Toledo et de Superior. D'autres facteurs ont également eu une incidence sur la production, notamment :

- la diminution du temps d'interruption à la raffinerie de Wood River, attribuable en grande partie à deux activités de révision planifiées ayant eu lieu en 2022 qui ont eu une incidence plus importante que l'activité de révision planifiée réalisée au printemps de 2023 de même qu'à la décision prise au premier trimestre de 2022 de réduire le taux de production afin d'optimiser les marges, comme le dictaient les conditions du marché;
- deux activités de révision planifiées ainsi que des interruptions de service non planifiées à la raffinerie de Borger ayant eu une incidence plus grande que les interruptions de service non planifiées et l'activité de révision réalisée en 2022, la raffinerie ayant connu une interruption de service non planifiée à la suite de l'activité de révision réalisée en automne qui a occasionné un redémarrage plus lent que prévu. La production totale des raffineries de Wood River et de Borger a diminué de 5,3 milliers de barils par jour pour s'établir à 201,3 milliers de barils par jour pour l'exercice 2023;
- des interruptions de service non planifiées conjuguées à des travaux de maintenance planifiés à la raffinerie de Lima au deuxième semestre de 2023;
- la contraction de la production à nos raffineries aux États-Unis vers la fin de l'exercice afin d'optimiser les marges.

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. La marge de craquage 3-2-1 sur le marché à Chicago reflète le marché 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 nos raffineries de Borger et Superior. 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.

En 2023, les marges de craquage 3-2-1 à Chicago ont diminué de 29 % comparativement à celles de 2022 pour s'établir à 24,19 \$ US par baril, et les marges de craquage du groupe 3 ont diminué de 11 % pour s'établir à 29,66 \$ US par baril. En raison de la vigueur relative des marges de craquage du groupe 3, nos raffineries de Borger et de Superior n'ont pas subi l'incidence de la chute des prix de façon aussi marquée que nos autres raffineries. Les prix de référence moyens de l'essence ont diminué de 19 % comparativement à ceux de 2022 pour s'établir à 97,86 \$ US le baril en 2023. Les prix de référence moyens du diesel ont également diminué, soit de 34,15 \$ US par baril comparativement à ceux de 2022 pour s'établir à 109,70 \$ US le baril en 2023.

Les produits des activités ordinaires ont diminué de 3,8 G\$ en 2023, comparativement à ceux de 2022, en raison surtout de la baisse des prix des produits raffinés contrebalancée en partie par une hausse de la production. La marge brute a diminué de 1,2 G\$ en 2023, comparativement à celle de 2022, principalement en raison de la diminution des marges de craquage sur le marché susmentionnée et de l'incidence du traitement de charges d'alimentation achetées à des prix plus élevés au cours de périodes antérieures, ces facteurs étant compensés en partie par la hausse de la production et par la baisse des prix des NIR (7,04 \$ US par baril en 2023 contre 7,72 \$ US par baril en 2022).

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de l'exercice 2023 ont été les coûts des réparations et de la maintenance ainsi que les coûts de la main-d'œuvre.

Les charges d'exploitation ont augmenté de 216 M\$ par rapport à celles de 2022 pour s'établir à 2,6 G\$ en 2023, en raison essentiellement du redémarrage des activités aux raffineries de Toledo et de Superior et du fait que nous détenons désormais la pleine participation dans la raffinerie de Toledo. Cette augmentation s'explique également par les facteurs suivants :

- la hausse des coûts des réparations et de la maintenance à la raffinerie de Lima attribuables essentiellement à des coûts plus élevés au titre des services d'ingénierie et d'inspection de même qu'aux coûts liés à la préparation en vue de l'activité de révision initialement prévue pour 2023 qui a été reportée en 2024;
- la hausse des coûts des réparations et de la maintenance par baril à la raffinerie de Borger liée essentiellement à deux activités de révision planifiées réalisées en 2023;
- l'augmentation des coûts liés à la main-d'œuvre à la raffinerie de de Superior en raison de son redémarrage et de l'augmentation de sa production ainsi que de l'augmentation des coûts de main-d'œuvre globaux liés à l'acquisition de Toledo;
- la hausse du prix de l'électricité ayant eu une incidence surtout sur la raffinerie de Lima, ce facteur étant compensé en partie par la baisse du prix de l'électricité à la raffinerie de Wood River;
- les pressions inflationnistes sur les coûts des travaux de maintenance et des produits chimiques.

Cette hausse a été compensée en partie par la baisse du coût des activités de révision par baril à la raffinerie de Toledo, en raison des importantes activités de révision planifiées réalisées en 2022 de même que par la baisse du coût des réparations et de la maintenance par baril à la raffinerie de Wood River en raison des activités de révision planifiées réalisées en 2022. Le coût du carburant a également diminué aux raffineries de Wood River, de Lima et de Borger, en raison de la baisse des prix de référence du gaz naturel.

En 2023, les charges d'exploitation unitaires ont diminué de 0,77 \$ par baril comparativement à celles de 2022 pour s'établir à 15,27 \$ par baril, en raison surtout de l'augmentation de la production, laquelle a été annulée en partie par la hausse des charges d'exploitation susmentionnée.

(Profit) perte lié à la gestion des risques

En 2023, nous n'avons réalisé aucune perte ni aucun profit lié à la gestion des risques, comparativement à une perte de 112 M\$ en 2022, au titre du règlement des prix de référence relatifs à nos contrats de gestion des risques. En 2023, nous avons comptabilisé des profits latents liés à la gestion des risques de 17 M\$ (pertes de 18 M\$ en 2022) au titre des instruments financiers liés au pétrole brut et aux produits raffinés, principalement en raison de la variation des prix de référence futurs par rapport aux prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques portant sur des périodes futures.

Amortissement et épuisement

La charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Raffinage aux États-Unis s'est établie à 486 M\$ en 2023, comparativement à 640 M\$ en 2022. Cette diminution est attribuable en grande partie une à perte de valeur d'un montant net de 266 M\$ comptabilisée au quatrième trimestre de 2022.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2023	2022
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(3)	31
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	73	(89)
Frais généraux et frais d'administration	688	865
Charges financières	671	820
Produit d'intérêts	(133)	(81)
Coûts d'intégration, coûts de transaction et autres coûts	85	106
(Profit) perte de change, montant net	(67)	343
(Profit) perte lié à la réévaluation	34	(549)
Réévaluation des paiements conditionnels	59	162
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(14)	(269)
Autres (produits) charges, montant net	(63)	(532)

Gestion des risques

En 2023, les activités au titre de la gestion des risques à l'échelle de la société ont donné lieu à des profits réalisés liés à la gestion des risques aux termes des contrats de gestion des risques de change. Les pertes latentes liées à la gestion des risques se rapportent essentiellement à des contrats d'énergie renouvelables.

Frais généraux et frais d'administration

Les principales composantes des frais généraux et frais d'administration en 2023 ont été les coûts de la main-d'œuvre et les coûts des technologies de l'information ainsi que les primes d'intéressement à long terme. Les frais généraux et frais d'administration ont diminué en 2023, comparativement à ceux de 2022, en raison surtout de la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions qui s'est établie à 97 M\$ (373 M\$ en 2022). Cette diminution a été annulée en partie par la hausse des dépenses liées aux initiatives d'investissement dans les communautés ainsi que par les coûts liés à la main-d'œuvre et à la technologie.

Charges financières

Les charges financières ont diminué en 2023, comparativement à celles de 2022, en raison de la réduction de la dette à long terme de la société. Au troisième trimestre de 2023, nous avons racheté des titres de créance à long terme d'un capital totalisant 1,0 G\$ US, à un escompte de 84 M\$. Au troisième trimestre de 2022, nous avons racheté des titres de créance à long terme d'un capital totalisant 2,2 G\$ US, à un escompte de 4 M\$. 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.

Pour 2023, le taux d'intérêt moyen pondéré annuel sur l'encours de la dette s'est établi à 4,7 % (4,7 % en 2022).

Coûts d'intégration, coûts de transaction et autres coûts

Nous avons engagé des coûts d'intégration et de transaction de 57 M\$ en lien avec l'acquisition de Toledo. Nous avons également engagé des coûts de 28 M\$ au titre de la mise à niveau et du remplacement de certains systèmes informatiques, de l'optimisation des processus d'affaires et de l'uniformisation des données à l'échelle de la société. En 2022, nous avons engagé des coûts d'intégration et de transaction de 106 M\$ en lien surtout avec l'intégration de Cenovus et de Husky Energy Inc.

(Profit) perte de change, montant net

(en millions de dollars)

	2023	2022
(Profit) perte de change latent	(210)	365
(Profit) perte de change réalisé	143	(22)
	(67)	343

En 2023, les profits de change latents comptabilisés, comparativement aux pertes comptabilisées en 2022, se rapportent principalement à la conversion de la dette libellée en dollars américains, en raison de l'appréciation du dollar canadien au 31 décembre 2023. Les pertes de change réalisées en 2023 découlent essentiellement du règlement de dettes à terme fixe. Les profits de change réalisés en 2022 se rapportaient essentiellement au fonds de roulement, ce facteur ayant été annulé en partie par une perte de change réalisée moins élevée au règlement de dettes à terme fixe en 2023, comparativement à 2022.

(Profit) perte lié à la réévaluation

Comme l'exige IFRS 3 *Regroupements d'entreprises*, 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 profit ou perte est comptabilisé en résultat net. Se reporter à la note 5 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information. Cenovus a comptabilisé une perte liée à la réévaluation de 34 M\$ en 2023 en lien avec l'acquisition de Toledo. Au troisième trimestre de 2022, Cenovus avait constaté des profits de réévaluation de 549 M\$ relativement à l'acquisition de Sunrise.

Réévaluation des paiements conditionnels

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. La valeur cumulative maximale du paiement variable est de 600 M\$. Se reporter à la note 26 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.

Le paiement variable est comptabilisé à titre d'option financière, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées en résultat net. Au 31 décembre 2023, la juste valeur du paiement variable était estimée à 164 M\$, ce qui a donné lieu à des pertes de réévaluation hors trésorerie de 59 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (profits de 89 M\$ en 2022).

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, nous avons versé une somme de 299 M\$ aux termes de cette entente (néant en 2022). Le paiement de 107 M\$ relatif au trimestre clos le 30 novembre 2023 a été versé le 29 janvier 2024. Les paiements sont comptabilisés à titre de flux de trésorerie liés aux activités d'investissement. Au 31 décembre 2023, le prix à terme moyen estimatif du WCS pour la durée restante du paiement variable était d'environ 71,86 \$ le baril. Au 31 décembre 2023, les paiements restants étaient considérés comme des passifs courants. Le paiement maximal sur la durée résiduelle du contrat correspond à 194 M\$.

Le paiement conditionnel relativement à la transaction avec ConocoPhillips liée à sa participation de 50 % dans FCL Partnership a pris fin le 17 mai 2022, et le paiement final a eu lieu en juillet 2022. Nous avons comptabilisé une perte de réévaluation hors trésorerie de 251 M\$ en lien avec ce paiement en 2022.

(Profit) perte à la sortie d'actifs

Nous n'avons comptabilisé aucune sortie d'actif significative en 2023. En 2022, nous avons comptabilisé un profit à la sortie d'actifs de 269 M\$ en raison de la vente de nos actifs de Tucker et de Wembley, de la sortie d'une tranche de 12,5 % de notre participation dans le champ White Rose et ses extensions satellites ainsi que de la sortie de nos actifs du secteur de la vente au détail.

Autres (produits) charges, montant net

En 2023, les autres produits se sont établis à 63 M\$ (532 M\$ en 2022). En 2022, les autres produits étaient essentiellement attribuables à 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 à un financement reçu du gouvernement de l'Alberta dans la cadre de son programme de remise en état des sites.

Amortissement et épuisement

Les plus importants facteurs ayant une incidence sur l'amortissement sont les actifs de technologie de l'information, les immeubles assujettis à des droits d'utilisation et les améliorations locatives. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, le total de la charge d'amortissement et d'épuisement s'est chiffré à 107 M\$, comparativement à 113 M\$ en 2022.

(en millions de dollars)	2023	2022
Impôt exigible		
Canada	1 041	1 252
Etats-Unis	(109)	104
Asie-Pacifique	224	262
Autres pays	25	21
Total de la charge (du produit) d'impôt exigible	1 181	1 639
Charge (produit) d'impôt différé	(250)	642
Impôt exigible	931	2 281

La baisse de la charge d'impôt exigible pour 2023, comparativement à celle de 2022, est principalement attribuable à la baisse du bénéfice. Le taux d'imposition effectif pour 2023 s'est établi à 18,5 % (26,1 % en 2022). Cette baisse du taux d'imposition découle surtout d'un produit d'impôt différé comptabilisé en 2023 en lien avec la comptabilisation d'attributs fiscaux acquis dans le cadre de l'acquisition de Toledo.

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.

Notre taux d'imposition effectif est fonction de la relation entre le total de la charge (du produit) d'impôt et le résultat avant impôt. Le taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi pour plusieurs raisons, y compris, sans s'y limiter, les taux différents d'un territoire à l'autre, les écarts de change non imposables, les ajustements au titre des modifications des taux d'imposition et d'autres dispositions des lois fiscales.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2023				2022			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Prix moyens des marchandises¹⁾ (\$ US/b)								
Brent daté	84,05	86,76	78,39	81,27	88,71	100,85	113,78	101,41
WTI	78,32	82,26	73,78	76,13	82,65	91,55	108,41	94,29
WCS à Hardisty	56,43	69,35	58,74	51,36	56,99	71,69	95,61	79,76
Écart WTI-WCS à Hardisty	21,89	12,91	15,04	24,77	25,66	19,86	12,80	14,53
Chicago – marges de craquage 3-2-1 ²⁾	13,24	26,06	28,57	28,88	32,87	38,87	46,50	18,35
NIR	4,77	7,42	7,72	8,20	8,54	8,11	7,80	6,44
Volumes de production en amont								
Bitume (kb/j)	595,1	586,0	554,6	570,7	593,5	568,2	540,3	578,8
Pétrole brut lourd (kb/j)	17,5	15,6	17,0	16,8	15,8	16,8	16,4	16,2
Pétrole brut léger (kb/j)	15,8	15,2	10,1	15,3	17,1	16,0	20,8	21,9
LGN (kb/j)	34,2	35,6	26,7	33,4	38,5	32,1	36,7	37,6
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	876,3	867,4	729,4	857,0	852,0	868,7	882,2	865,3
Total – volumes de production (kbep/j)	808,6	797,0	729,9	779,0	806,9	777,9	761,5	798,6
Raffinage en aval – production de pétrole brut³⁾ (kb/j)	579,1	664,3	537,8	457,9	473,3	533,5	457,3	501,8
Volumes de production en aval (kb/j)	627,4	706,0	571,9	487,7	506,3	572,6	482,1	538,0
Produits des activités ordinaires	13 134	14 577	12 231	12 262	14 063	17 471	19 165	16 198
Marge d'exploitation⁴⁾	2 151	4 369	2 400	2 102	2 782	3 339	4 678	3 464
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 946	2 738	1 990	(286)	2 970	4 089	2 979	1 365
Fonds provenant de l'exploitation ajustés⁴⁾	2 062	3 447	1 899	1 395	2 346	2 951	3 098	2 583
Par action – de base ⁴⁾ (\$)	1,10	1,82	1,00	0,73	1,22	1,53	1,57	1,30
Par action – dilué ⁴⁾ (\$)	1,09	1,81	0,98	0,71	1,19	1,49	1,53	1,27
Dépenses d'investissement	1 170	1 025	1 002	1 101	1 274	866	822	746
Fonds provenant de l'exploitation disponibles⁴⁾	892	2 422	897	294	1 072	2 085	2 276	1 837
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles⁴⁾	471	1 989	505	(499)	786	1 756	2 020	2 615
Résultat net⁵⁾	743	1 864	866	636	784	1 609	2 432	1 625
Par action – de base (\$)	0,39	0,98	0,45	0,33	0,40	0,83	1,23	0,81
Par action – dilué (\$)	0,39	0,97	0,44	0,32	0,39	0,81	1,19	0,79
Total de l'actif	53 915	54 427	53 747	54 000	55 869	55 086	55 894	55 655
Total des passifs à long terme	18 993	18 395	19 831	19 917	20 259	19 378	20 742	21 889
Dettes à long terme, y compris la partie courante	7 108	7 224	8 534	8 681	8 691	8 774	11 228	11 744
Dettes nettes	5 060	5 976	6 367	6 632	4 282	5 280	7 535	8 407
Rendement en numéraire pour les actionnaires	731	1 225	584	258	807	873	1 233	544
Actions ordinaires – dividendes de base	261	264	265	200	201	205	207	69
Dividendes de base par action ordinaire (\$)	0,140	0,140	0,140	0,105	0,105	0,105	0,105	0,035
Actions ordinaires – dividendes variables	—	—	—	—	219	—	—	—
Dividendes variables par action ordinaire (\$)	—	—	—	—	0,114	—	—	—
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique	350	361	310	40	387	659	1 018	466
Paiement pour le rachat de bons de souscription	111	600	—	—	—	—	—	—
Dividendes sur actions privilégiées	9	—	9	18	—	9	8	9

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.

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

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.

Le quatrième trimestre a été marqué par un solide rendement de nos secteurs en amont, par des interruptions de service planifiées et non planifiées dans nos secteurs en aval, et par des résultats financiers qui reflètent la baisse des prix des marchandises.

- La production en amont s'est établie en moyenne à 808,6 milliers de bep par jour, en hausse par rapport à 797,0 milliers de bep par jour au troisième trimestre de 2023, ce qui représente notre moyenne trimestrielle la plus élevée depuis le quatrième trimestre de 2021.
- La production de nos secteurs en aval a diminué pour s'établir à 579,1 milliers de barils par jour, comparativement à 664,3 milliers de barils par jour au troisième trimestre, en raison surtout d'une activité de révision planifiée et du retard dans le démarrage de la raffinerie de Borger ainsi que d'interruptions de service planifiées et non planifiées à la raffinerie de Lima au quatrième trimestre.
- Le prix du WCS à Hardisty a chuté, passant de 69,35 \$ US le baril au troisième trimestre à 56,43 \$ US le baril, compte tenu d'une baisse en décembre l'ayant fait passer à 45,54 \$ US le baril.
- Les marges de craquage 3-2-1 à Chicago ont diminué considérablement, passant de 26,06 \$ US par baril au troisième trimestre à 13,24 \$ US par baril, soit la moyenne trimestrielle la plus basse depuis le premier trimestre de 2021. Les marges de craquage 3-2-1 à Chicago pour décembre 2023 se situaient en moyenne à 7,65 \$ US le baril, soit la moyenne mensuelle la plus basse depuis 2020.
- La marge d'exploitation a chuté pour s'établir à 2,2 G\$, comparativement à 4,4 G\$ au troisième trimestre de 2023, et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont diminué pour s'établir à 2,1 G\$, comparativement à 3,4 G\$ au troisième trimestre de 2023.
- Nous avons réduit notre dette nette de 916 M\$, comparativement à ce qu'elle était au 30 septembre 2023, essentiellement grâce à des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 2,9 G\$, des dépenses d'investissement de 1,2 G\$ et des rendements en numéraire pour les actionnaires de 731 M\$.

Comparaison des résultats d'exploitation du quatrième trimestre de 2023 et du quatrième trimestre de 2022

Le sommaire ci-dessous compare les résultats financiers et d'exploitation du trimestre clos le 31 décembre 2023 par rapport à la période correspondante de 2022.

Volumes de production en amont

La production totale des secteurs en amont a augmenté de 1,7 milliers de bep par jour au quatrième trimestre de 2023, par rapport à la période correspondante de 2022, en raison surtout des facteurs suivants :

- la réussite des programmes de réaménagement à nos actifs de production par méthode thermique de Sunrise et de Lloydminster;
- la première production en Indonésie, soit au champ MAC au troisième trimestre de 2023 et aux champs MBH et MDA, qui sont entrés en service au milieu du quatrième trimestre de 2022;
- l'incidence de la mise en service de nouveaux puits à Foster Creek aux deuxième et troisième trimestres de 2023;
- le redémarrage de la production du NPSD à Terra Nova à la fin novembre.

Cette augmentation a été annulée en partie par la baisse de la production à Christina Lake en raison du moment de la mise en service de nouveaux puits en 2023 ainsi que par la suspension de la production au champ White Rose en raison de la préparation au projet de prolongement de la durée d'utilité du projet SeaRose vers la fin décembre.

Production tirée des activités de raffinage en aval

La production unitaire de pétrole brut du secteur Raffinage au Canada a augmenté de 6,0 milliers de barils par jour pour s'établir à 100,3 milliers de barils par jour, tandis que la production de produits raffinés a augmenté de 5,7 milliers de barils par jour pour s'établir à 113,3 milliers de barils par jour, comparativement à la période correspondante de 2022. Le taux d'utilisation à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster a atteint respectivement 90 % et 92 % (84 % et 89 %, respectivement, en 2022). Les activités se sont déroulées rondement au quatrième trimestre de 2023, comparativement à l'incidence du temps froid et d'interruptions de service non planifiées au quatrième trimestre de 2022. Cette augmentation a été annulée en partie par une interruption de service non planifiée à l'usine de valorisation en octobre, cette dernière ayant repris la pleine production en novembre.

Dans le secteur Raffinage aux États-Unis, la production unitaire de pétrole brut a augmenté de 99,8 milliers de barils par jour par rapport à celle de 2022 pour s'établir à 478,8 milliers de barils par jour, tandis que la production totale de produits raffinés a augmenté de 115,4 milliers de barils par jour comparativement à celle de 2022 pour s'établir à 514,1 milliers de barils par jour, en raison surtout des facteurs suivants :

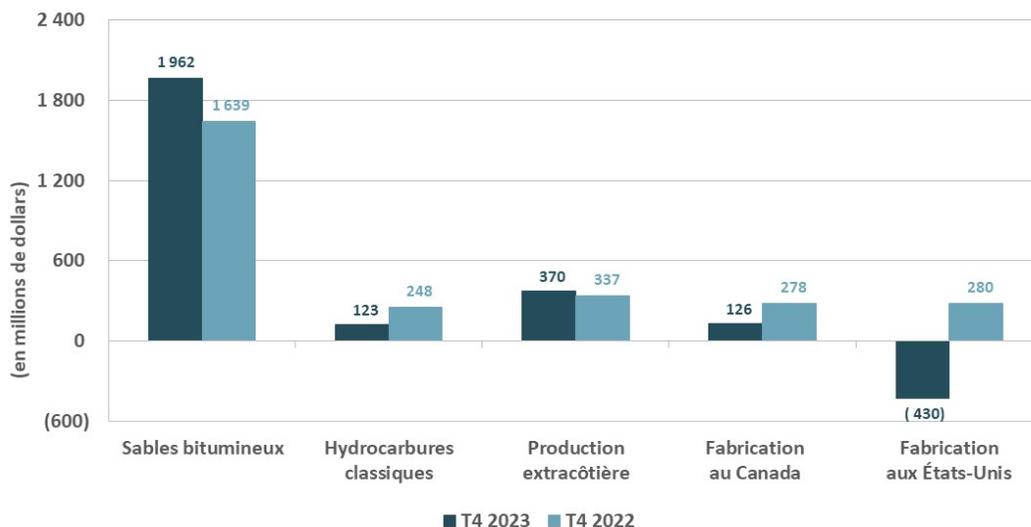
- l'augmentation de la production de la raffinerie de Toledo de 138,4 milliers de barils par jour attribuable à l'acquisition de Toledo et au redémarrage de la raffinerie de Toledo;
- la production de 32,4 milliers de barils par jour attribuable au redémarrage de la raffinerie de Superior.

L'augmentation de la production unitaire de pétrole brut et de la production de produits raffinés a été annulée en partie par les facteurs suivants :

- l'activité de révision planifiée à la raffinerie de Borger réalisée au quatrième trimestre de 2023 ainsi qu'une interruption de service non planifiée à la suite de la révision ayant fait en sorte de retarder le retour à la pleine production;
- des travaux de maintenance planifiés de même qu'une interruption de service non planifiée à la raffinerie de Lima au quatrième trimestre de 2023;
- notre capacité de restreindre la production au sein de notre réseau de raffinage afin d'optimiser les marges.

Marge d'exploitation

Trimestres clos les 31 décembre 2023 et 2022



La marge d'exploitation a diminué de 631 M\$ par rapport à celle de la période correspondante de 2022 pour s'établir à 2,2 G\$ au quatrième trimestre de 2023, principalement en raison de la diminution considérable des marges de craquage sur le marché et de la baisse du prix du pétrole brut synthétique par rapport au prix de la charge d'alimentation en pétrole brut, ce qui a eu une incidence sur nos activités en aval. De plus, nous avons traité des charges d'alimentation en stock achetées à des prix plus élevés au cours de périodes antérieures, et nous avons donc comptabilisé des réductions de valeur hors trésorerie des stocks à l'égard de nos stocks de produits raffinés au quatrième trimestre. Cette diminution a été compensée en partie par l'augmentation de la production unitaire de pétrole brut et de la production de produits raffinés attribuable à l'acquisition de Toledo et au démarrage des raffineries de Toledo et de Superior. De même, la marge d'exploitation plus élevée pour nos activités en amont, attribuable surtout à la hausse des volumes de vente, et les prix réalisés plus élevés dans notre secteur Sables bitumineux ont également contribué à compenser cette diminution.

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

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont chiffrés à 2,9 G\$ au quatrième trimestre de 2023, ce qui est stable par rapport à ceux de la période correspondante de 2022, la diminution de la marge d'exploitation susmentionnée ayant été compensée en partie par les variations du fonds de roulement hors trésorerie. La variation nette du fonds de roulement hors trésorerie au quatrième trimestre de 2023 s'est établie à 949 M\$, comparativement à une variation nette de 673 M\$ au quatrième trimestre de 2022. Cette augmentation en 2023 s'explique essentiellement par la réduction des comptes débiteurs et des stocks, annulée en partie par la réduction des comptes créditeurs, en raison principalement de la chute des prix des marchandises.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont diminué pour s'établir à 2,1 G\$ au quatrième trimestre de 2023, comparativement à 2,3 G\$ à la période correspondante de 2022, en raison surtout de la diminution de la marge d'exploitation susmentionnée.

Résultat net

Le résultat net comptabilisé au quatrième trimestre de 2023 s'est établi à 743 M\$, comparativement à 784 M\$ à la période correspondante de 2022. Cette baisse s'explique par la diminution de la marge d'exploitation, annulée en partie par la baisse des frais généraux et frais d'administration et une charge d'amortissement et d'épuisement moins élevée.

Dépenses d'investissement

Au quatrième trimestre de 2023, les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 1,2 G\$ (1,3 G\$ en 2022), principalement en raison des facteurs suivants :

- les activités de maintien et le forage de puits de prospection stratigraphique dans le cadre de notre programme de forage hivernal dans le secteur Sables bitumineux, en plus du raccordement de Narrows Lake à Christina Lake et d'autres projets de croissance à Foster Creek et à Sunrise;
- les activités de forage, d'achèvement et de raccordement ainsi que les projets d'infrastructures dans le secteur Hydrocarbures classiques;
- le projet West White Rose dans la région de l'Atlantique;
- les activités de maintien aux raffineries de Lima, de Borger et de Toledo.

RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ

Au 31 décembre 2023 (avant redevances) ¹⁾	Bitume ²⁾ (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ³⁾ (Gpi ³)	Total (Mbep)
Réserves prouvées totales	5 411	38	74	2 062	5 866
Réserves probables	2 487	125	40	1 100	2 836
Total – réserves prouvées et probables	7 899	163	114	3 162	8 702

Au 31 décembre 2022 (avant redevances) ¹⁾	Bitume ²⁾ (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ³⁾ (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

1) Les totaux pourraient ne pas correspondre en raison de l'arrondissement des chiffres.

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

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

Les faits saillants survenus en 2023, comparativement à 2022, sont notamment les suivants :

- Les réserves prouvées totales brutes et les réserves prouvées et probables totales brutes de bitume ont diminué respectivement de 181 millions de barils et de 141 millions de barils. Ces variations s'expliquent par la production de l'exercice à l'étude et par les ajustements liés aux facteurs de recouvrement à Christina Lake et à Foster Creek, annulés en partie par des entrées d'actifs à la suite de l'obtention des approbations réglementaires pour Foster Creek et les actifs de production par méthode thermique de Lloydminster, la mise à jour du programme de mise en valeur de Sunrise, une acquisition réalisée dans le secteur Sables bitumineux et l'amélioration de la reprise des actifs de production par méthode thermique Lloydminster.
- Les réserves prouvées totales brutes et les réserves prouvées et probables totales brutes de pétrole léger et moyen ont diminué de 4 millions de barils et de 8 millions de barils, respectivement. Ces variations sont attribuables à la production de l'exercice à l'étude de même qu'à des révisions techniques, ces facteurs étant annulés en partie par des entrées d'actifs à la suite de mises à jour de programmes de mise en valeur du secteur Hydrocarbures classiques et dans la région de l'Atlantique.
- Les réserves prouvées totales brutes et les réserves prouvées et probables totales brutes de LGN ont diminué de 8 millions de barils et de 7 millions de barils, respectivement. Ces variations sont attribuables à la production de l'exercice à l'étude, annulée en partie par des entrées d'actifs à la suite de mises à jour de programmes de mise en valeur du secteur Hydrocarbures classiques.
- Les réserves prouvées totales brutes et les réserves prouvées et probables totales brutes de gaz naturel classique ont diminué de 132 milliards de pieds cubes et de 61 milliards de pieds cubes, respectivement. Ces variations sont attribuables à la production de l'exercice à l'étude, annulée en partie par des mises à jour de programmes de mise en valeur du secteur Hydrocarbures classiques et par la mise à jour de contrats de gaz naturel en Asie-Pacifique.

Les données relatives aux réserves présentées en date du 31 décembre 2023 se fondent sur une moyenne des prévisions en matière de prix, d'inflation et de taux de change (la « moyenne prévisionnelle ») établie par McDaniel & Associates Consultants Ltd., GLJ Ltd. et Sproule Associates Limited. La moyenne prévisionnelle est datée du 1^{er} janvier 2024. L'information comparative au 31 décembre 2022 se fonde sur la moyenne prévisionnelle établie au 1^{er} janvier 2023.

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 2023. La notice annuelle se trouve sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca 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

Notre structure de répartition des capitaux nous permet de renforcer notre bilan, de bénéficier d'une certaine souplesse dans les contextes où les prix des marchandises sont élevés ou faibles et de générer des rendements pour nos actionnaires. Cette structure permet de verser aux porteurs d'actons ordinaires un pourcentage plus élevé de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles avec un niveau d'endettement réduit et un profil de risque plus faible.

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, Morningstar DBRS 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 et des conditions du marché.

(en millions de dollars)	2023	2022
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :		
Activités d'exploitation	7 388	11 403
Activités d'investissement	(5 295)	(2 314)
Flux de trésorerie compte non tenu des activités de financement, montant net	2 093	9 089
Activités de financement	(4 313)	(7 676)
Incidence des fluctuations du cours de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(77)	238
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(2 297)	1 651
Au 31 décembre	2023	2022
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 227	4 524
Dette totale	7 287	8 806

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont chiffrés à 7,4 G\$ (11,4 G\$ en 2022). Cette baisse s'explique essentiellement par la baisse de la marge d'exploitation et les variations du fonds de roulement hors trésorerie. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie s'est traduite par une diminution de la trésorerie de 1,2 G\$ attribuable principalement au paiement, au premier trimestre de 2023, du passif d'impôt de 1,2 G\$ au 31 décembre 2022.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont augmenté considérablement en 2023 par rapport à 2022. Cet accroissement s'explique en partie par la hausse des dépenses d'investissement, y compris les acquisitions. Les capitaux affectés aux acquisitions ont été plus élevés en 2023 compte tenu de la clôture de l'acquisition de Toledo au premier trimestre, hausse annulée en partie par l'acquisition de Sunrise au troisième trimestre de 2022. Cette augmentation est également attribuable au produit minime de la sortie d'actifs en 2023, comparativement à la vente de notre réseau de vente au détail de carburant et des actifs de Tucker et de Wembley en 2022. La variation nette du fonds de roulement hors trésorerie, qui comprend les paiements conditionnels liés à Sunrise, s'est traduite par une diminution de la trésorerie en 2023.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement.

En 2023, nous avons réduit la dette par le truchement du rachat de certains billets non garantis d'un montant en capital de 1,0 G\$ US échéant entre 2029 et 2047, à un escompte de 84 M\$. En 2022, nous avons racheté des titres d'emprunt à long terme d'un montant de 2,6 G\$ US et de 750 M\$ CA. Nous avons de plus versé 2,8 G\$ à nos actionnaires en 2023, comparativement à 3,5 G\$ en 2022.

En 2023, nous avons émis des titres d'emprunt à court terme d'un montant net de 58 M\$ (montant net de 34 M\$ en 2022).

Fonds de roulement

Compte non tenu de la partie courante des paiements conditionnels, notre fonds de roulement ajusté s'élevait à 3,7 G\$ au 31 décembre 2023 (4,7 G\$ au 31 décembre 2022).

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

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

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés constituent une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur pétrolier et gazier qui permet d'évaluer la capacité d'une entreprise de financer ses programmes d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières. Les fonds provenant de l'exploitation disponibles constituent une mesure financière hors PCGR qui permet d'évaluer les fonds disponibles dont dispose Cenovus 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 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 946	2 970	7 388	11 403
(Ajouter) déduire :				
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(65)	(49)	(222)	(150)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	949	673	(1 193)	575
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	2 062	2 346	8 803	10 978
Dépenses d'investissement	1 170	1 274	4 298	3 708
Fonds provenant de l'exploitation disponibles	892	1 072	4 505	7 270
Ajouter (déduire) :				
Dividendes de base versés sur les actions ordinaires	(261)	(201)		
Dividendes versés sur les actions privilégiées	(9)	—		
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(65)	(49)		
Remboursement du capital des contrats de location	(72)	(74)		
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(14)	(7)		
Produit de la sortie d'actifs	—	45		
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles	471	786		

Cible de rendement pour les actionnaires

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. Nous avons fixé un objectif quant à notre dette nette, soit 4 G\$, qui sert de niveau plancher pour la dette nette. 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. 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.

Le rachat d'actions a 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.

Le 30 septembre 2023, notre dette à long terme se chiffrait à 7,2 G\$ et notre dette nette s'établissait à 6,0 G\$. Par conséquent, notre rendement cible pour les actionnaires pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 était de 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles du quatrième trimestre de 471 M\$. Notre rendement cible était de 236 M\$, ce qui a été dépassé en raison du rachat d'actions d'un montant de 350 M\$ et du rachat de bons de souscription de 111 M\$. Par conséquent, aucun dividende variable n'a été déclaré pour le premier trimestre de 2024.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les			
	31 décembre 2023	30 septembre 2023	30 juin 2023	31 mars 2023
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles	471	1 989	505	(499)
Rendement cible	236	995	253	—
Déduire : Rachat d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique	(350)	(361)	(310)	(40)
Déduire : Versement lié au rachat de bons de souscription	(111)	(600)	—	—
Montant disponible aux fins de la déclaration d'un dividende variable	—	34	—	—

Le 31 décembre 2023, notre dette nette était de 5,1 G\$ et, par conséquent, nous prévoyons que notre rendement cible pour les actionnaires pour le trimestre clos le 31 mars 2024 sera de 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles du premier trimestre.

Emprunts à court terme

Au 31 décembre 2023, la quote-part de la société relativement à la facilité remboursable à vue non engagée de WRB s'établissait à 135 M\$ US (179 M\$ CA) (quote-part pour la société de 85 M\$ US (115 M\$ CA) au 31 décembre 2022). Il n'y avait aucun prélèvement direct sur nos facilités remboursables à vue non engagées au 31 décembre 2023 et au 31 décembre 2022.

Dettes à long terme, y compris la partie courante

Au 31 décembre 2023, la dette à long terme, y compris la partie courante, s'établissait à 7,1 G\$ (8,7 G\$ au 31 décembre 2022). Cette dette comprend nos billets non garantis libellés en dollars américains totalisant 3,8 G\$ US, ou 5,0 G\$ CA (4,8 G\$ US, ou 6,5 G\$ CA au 31 décembre 2022) et nos billets non garantis libellés en dollars canadiens totalisant 2,0 G\$ (2,0 G\$ au 31 décembre 2022). La diminution de la dette à long terme est essentiellement attribuable au rachat de billets non garantis d'un capital totalisant 1,0 G\$ US au troisième trimestre de 2023, à un escompte de 84 M\$.

Au 31 décembre 2023, 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 2023 :

(en millions de dollars)

	Echéance	Montant disponible
Trésorerie et équivalents de trésorerie	s. o.	2 227
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 engagées		
Cenovus Energy Inc. ²⁾	s. o.	1 071
WRB ³⁾	s. o.	119

1) Aucun montant n'avait été prélevé sur la facilité de crédit engagée au 31 décembre 2023 (néant au 31 décembre 2022).

2) Nos facilités remboursables à vue non engagées comprennent un montant de 1,7 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 2023, aucun emprunt direct n'avait été effectué (néant au 31 décembre 2022) sur ces facilités de crédit, et des lettres de crédit totalisant 364 M\$ (490 M\$ au 31 décembre 2022) avaient été émises.

3) Représente la quote-part de 225 M\$ US de Cenovus pouvant servir à combler ses besoins en fonds de roulement à court terme. Au 31 décembre 2023, un prélèvement de 135 M\$ US (179 M\$ CA) avait été effectué sur cette facilité (85 M\$ US (115 M\$ CA) au 31 décembre 2022).

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

Prospectus préalable de base

Le 3 novembre 2023, Cenovus a déposé un prospectus préalable de base qui lui 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. Le prospectus préalable de base vient à échéance en décembre 2025. Les placements aux termes du prospectus préalable de base sont assujettis aux conditions du marché selon les modalités énoncées dans un ou plusieurs suppléments de prospectus.

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 25 annexée 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 résultat 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, de la quote-part du bénéfice ou de la perte des entreprises liées comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, des profits ou des pertes latents liés à la gestion des risques, des profits ou des pertes de change, des profits ou des pertes liés à la réévaluation, de la réévaluation du paiement conditionnel, du profit ou de la perte à la sortie d'actifs et des autres profits ou pertes nets calculés 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.

Actif	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Ratio dette nette/capitaux permanents (%)	15	13
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés (fois)	0,6	0,4
Ratio dette nette/BAIIA ajusté (fois)	0,5	0,3

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 varier par rapport au ratio 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 2023, notre ratio dette nette/capitaux permanents avait augmenté par rapport à celui au 31 décembre 2022, principalement en raison de l'augmentation de la dette nette.

Notre ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et notre ratio dette nette/BAIIA ajusté au 31 décembre 2023 ont augmenté depuis le 31 décembre 2022 en raison de l'augmentation de la dette nette et de la diminution de la marge d'exploitation. 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

Nos actions ordinaires et les bons de souscription de Cenovus sont cotés à la Bourse de Toronto (« TSX ») et à celle de New York. Nos actions privilégiées rachetables par anticipation à dividende cumulatif des séries 1, 2, 3, 5 et 7 sont cotées à la TSX.

Au 31 décembre 2023, environ 1 871,9 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (1 909,2 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2022) et 36 millions d'actions privilégiées étaient en circulation (36 millions d'actions privilégiées au 31 décembre 2022). Se reporter à la note 30 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.

Le 7 novembre 2023, la société annonçait qu'elle avait obtenu l'approbation de la TSX en vue de renouveler le programme d'offre publique de rachat dans le but de racheter jusqu'à 133,2 millions d'actions ordinaires pour une période allant du 9 novembre 2023 au 8 novembre 2024.

	2023	2022
Actions ordinaires rachetées et annulées aux termes de l'offre publique (en millions d'actions ordinaires)	43,6	112,5
Prix moyen pondéré par action ordinaire (en dollars)	24,32	22,49
Rachat d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique (en millions de dollars)	(1 061)	(2 530)

Entre le 1^{er} janvier 2024 et le 12 février 2024, Cenovus a racheté un nombre supplémentaire de 4,3 millions d'actions ordinaires en contrepartie de 92 M\$. Au 12 février 2024, la société peut racheter jusqu'à 118,3 millions d'actions ordinaires de plus dans le cadre de l'offre publique en cours.

Au 31 décembre 2023 environ 7,6 millions de bons de souscription de Cenovus étaient en circulation (55,7 millions de bons de souscription de Cenovus au 31 décembre 2022). 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 30 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.

Le 14 juin 2023, nous avons racheté et annulé 45,5 millions de bons de souscription de Cenovus en circulation. Le prix pour chaque bon racheté correspondait à 22,18 \$ par action ordinaire, déduction faite du prix d'exercice du bon de 6,54 \$ par action ordinaire, pour un total de 711 M\$. Nous avons également comptabilisé des coûts de transaction de 2 M\$. Ce rachat représentait 84 % des bons de souscription de Cenovus en circulation. La totalité de l'obligation au titre du rachat de bons de souscription avait été payée au 31 décembre 2023.

Se reporter à la note 32 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 12 février 2024	Unités en cours (en milliers)	Unités exerçables (en milliers)
Actions ordinaires	1 867 826	s. o.
Bons de souscription de Cenovus	7 614	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	12 852	7 615
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	19 230	1 772

Dividendes sur les actions ordinaires

En 2023, nous avons versé des dividendes de base de 990 M\$, soit 0,525 \$ par action ordinaire (682 M\$, soit 0,350 \$ par action ordinaire, en 2022). Aucun dividende variable n'a été déclaré ou versé en 2023.

Le conseil d'administration a déclaré un dividende de base de 0,140 \$ par action ordinaire au premier trimestre, payable le 28 mars 2024 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits au 15 mars 2024. 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 2023, des dividendes totalisant 36 M\$ ont été versés sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7 (26 M\$ en 2022). 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 1^{er} avril 2024 aux porteurs d'actions privilégiées inscrits le 15 mars 2024.

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. Les obligations dont l'échéance initiale est à moins de un an ont été exclues du tableau ci-dessous.

Le total des engagements s'élevait à 28,8 G\$ au 31 décembre 2023 (33,0 G\$ au 31 décembre 2022). Le total des engagements a diminué depuis le 31 décembre 2022, essentiellement en raison de l'annulation des modalités contractuelles de certains contrats d'achat de produits, cumulée à l'utilisation de contrats. Cette baisse a été neutralisée en partie par l'accroissement des droits en raison du prolongement du pipeline Trans Mountain et les engagements acquis dans le cadre de l'acquisition de Toledo.

Au 31 décembre 2023, les engagements totaux de la société comprenaient des engagements conclus avec HMLP qui prévoient un montant de 2,1 G\$ pour des services à long terme liés au transport et au stockage.

Au 31 décembre 2023
(en millions de dollars)

	2024	2025	2026	2027	2028	Par la suite	Total
Engagements							
Transport et stockage ¹⁾	2 018	1 927	1 680	1 663	1 641	15 738	24 667
Achats de produits	617	—	—	—	—	—	617
Immobilier	57	57	59	63	58	604	898
Obligation de financement liée à HCML	94	94	94	89	52	90	513
Autres engagements à long terme ²⁾	417	194	184	175	166	965	2 101
Total des engagements	3 203	2 272	2 017	1 990	1 917	17 397	28 796
Dette à long terme (capital et intérêts)	313	489	303	1 523	1 484	7 145	11 257
Passifs relatifs au démantèlement	259	296	291	286	283	6 063	7 478
Paiement conditionnel	168	—	—	—	—	—	168
Obligations locatives (capital et intérêts) ³⁾	438	367	345	294	275	2 635	4 354
Total des engagements et des obligations	4 381	3 424	2 956	4 093	3 959	33 240	52 053

¹⁾ Comprend certains des engagements liés au transport de 13,0 G\$ (9,1 G\$ au 31 décembre 2022) 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. Les droits estimatifs peuvent être modifiés en attendant l'examen de la Régie de l'énergie du Canada.

²⁾ La société a acquis des engagements de 538 M\$ dans le cadre de l'acquisition de Toledo le 28 février 2023.

³⁾ Obligations locatives visant les wagons, les barges, les navires, les pipelines, les cavernes, les réservoirs de stockage, les espaces de bureau, notre réseau de vente commercial, et d'autre matériel de raffinage et mobile.

Au 31 décembre 2023, les lettres de crédit en cours émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats totalisaient 364 M\$ (490 M\$ au 31 décembre 2022). Après la clôture de l'exercice le 31 décembre 2023, Cenovus a conclu un nouvel engagement en matière de transport d'un montant de 587 M\$.

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

Cenovus détient 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 conformément à notre entente de partage des profits. 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 2023, nous avons imputé à HMLP 160 M\$ au titre de la construction et des services de gestion (188 M\$ en 2022).

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. Les paiements au titre des frais d'accès ainsi que des services de transport et de stockage sont effectués en fonction des tarifs convenus par contrat avec HMLP. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, nous avons engagé des coûts de 295 M\$ pour l'utilisation des réseaux pipeliniers de HMLP ainsi que pour les services de transport et de stockage (263 M\$ en 2022).

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, à la réputation et aux changements climatiques 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.

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, des produits raffinés, du gaz naturel et des LGN, on compte notamment l'offre et la demande mondiales et régionales pour ces marchandises; la capacité des producteurs et des gouvernements de remplacer l'offre réduite; les restrictions en matières de transport; la capacité de transformation et d'exportation; les restrictions en matière d'exportation; la conjoncture économique mondiale et nationale; l'inflation et la fluctuation des taux d'intérêt; la hausse des tarifs; les politiques des banques centrales; 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 et le remplacement du pétrole des réserves stratégiques des États-Unis; l'évolution du marché pour ces marchandises; les niveaux des stocks de ces marchandises; les tendances saisonnières; la disponibilité des raffineries; les travaux d'entretien prévus et imprévus des raffineries; la réglementation environnementale actuelle et éventuelle, y compris les règlements liés à la production et à l'utilisation des 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 d'autres sources d'énergie; 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; la stabilité politique et la situation sociale des pays producteurs de ces marchandises; les contraintes liées à l'accès aux marchés et les interruptions de transport; les menaces terroristes; les progrès technologiques; les sanctions économiques; le début ou la poursuite d'une pandémie, le déclenchement ou la poursuite d'une guerre ou d'un autre conflit international ou régional et toute intervention gouvernementale connexe; les catastrophes naturelles; et les conditions climatiques.

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. Cependant, il n'est actuellement pas possible de prévoir les échéanciers et les effets précis de la transition vers une économie à faibles émissions de carbone.

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.

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.

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 produits raffinés, du gaz naturel et des LGN 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.

Risques liés aux activités de gestion des risques financiers

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 approuvés, au besoin et dans les limites approuvées, 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 des LGN et du gaz naturel et des écarts sur ces derniers, 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. 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, ou 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.

Le recours à des activités de gestion des risques 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 gestion des risques et les variations de la valeur des risques sous-jacents couverts; la variation du prix de la marchandise sous-jacente ou de la valeur de marché de l'instrument; un manque de liquidité sur le marché; un nombre insuffisant de contreparties avec qui conclure des transactions; la défaillance d'une contrepartie; une lacune des systèmes ou des contrôles; une erreur humaine; l'impossibilité d'obtenir l'exécution des contrats et l'incapacité de la société à remplir ses obligations de livraisons relatives à la transaction physique sous-jacente. 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 notes 3, 35 et 36 annexes aux états financiers consolidés présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels nous avons recours, comme leur classement, les hypothèses formulées lors de l'établissement de leur juste valeur et une analyse plus approfondie des risques qu'ils comportent et de la gestion de ces risques.

Incidence des activités de gestion des risques financiers

Cenovus peut utiliser diverses stratégies d'harmonisation des prix et de gestion de la volatilité, notamment des contrats de gestion des risques financiers, pour réduire la volatilité des flux de trésorerie futurs et améliorer la stabilité des flux de trésorerie.

Les transactions couvrent généralement plus d'une période. C'est pourquoi elles génèrent des profits ou des pertes réalisés et latents liés à la gestion des risques. Lorsqu'un contrat financier est réglé, les profits ou les pertes latents liés à la gestion des risques se réalisent.

L'analyse ci-après 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 ci-dessous représentent une mesure raisonnable de la volatilité. L'incidence des données ci-dessous 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 2023	Fourchette de sensibilité	Hausse	Baisse
Prix de l'électricité	± 20,00 \$ CA/mégawattheure ¹⁾ appliqué aux couvertures de l'électricité	92	(92)

1) Mille kilowatts d'électricité par heure (« MWh »).

Une analyse de la sensibilité des fluctuations suivantes des prix des marchandises et des taux de change sur les positions de gestion des risques en cours de la société a révélé qu'elles entraînent la comptabilisation de profits ou de pertes latents ayant une incidence sur le résultat avant impôt comme suit :

- Une augmentation ou une diminution de 10,00 \$ US le baril du prix de référence du pétrole brut et du condensat (principalement le WTI).
- Une augmentation ou une diminution de 2,50 \$ US le baril du prix différentiel du WCS (à l'exclusion de Hardisty) et du condensat.
- Une augmentation ou une diminution de 5,00 \$ US le baril du prix différentiel du WCS.
- Une augmentation ou une diminution de 10,00 \$ US le baril des prix des produits raffinés.
- Une augmentation ou une diminution de 1,00 \$ US par mille pieds cubes du prix des marchandises au carrefour Henry.

- Une augmentation ou une diminution de 0,50 \$ US par mille pieds cubes du prix de base du gaz naturel.
- Une augmentation ou une diminution de 0,05 \$ du cours de change entre le dollar américain et le dollar canadien.

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

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 marchés des capitaux tiennent de plus en plus compte des facteurs ESG, y compris ceux liés à la transition vers une économie à plus faibles émissions de carbone. Notre capacité d'accéder à des capitaux et à une couverture d'assurance adéquate, à des coûts raisonnables, peut être compromise si les parties prenantes adoptent des politiques de décarbonisation plus restrictives, si nous n'atteignons pas nos objectifs de réduction des émissions de GES ou si on a l'impression que nos objectifs de réduction des émissions de GES sont insuffisants ou ne seront pas atteints.

L'incapacité d'avoir accès à des capitaux ou d'y avoir accès selon des modalités acceptables pourrait entraver notre capacité de réaliser des dépenses d'investissement futures, de maintenir des ratios financiers souhaitables et de s'acquitter de nos obligations financières lorsqu'elles deviennent exigibles, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, notre capacité de respecter diverses clauses restrictives de nature financière et opérationnelle, nos notations et notre 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 autres, 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 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. Le non-respect de ces clauses restrictives peut entraîner des restrictions quant à l'accès aux capitaux ou le remboursement 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 de plusieurs 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 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 supplémentaires 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. Le défaut de donner aux contreparties et aux fournisseurs des garanties suffisantes en regard des risques liés au crédit pourrait entraîner le renoncement à des ententes contractuelles ou voir celles-ci résiliées.

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, dans le cadre de nos activités de gestion des risques 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.

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 américain et le dollar canadien et entre le yuan chinois et le dollar canadien. Les prix du pétrole brut, des produits raffinés et du gaz naturel à l'échelle mondiale sont généralement établis en fonction de prix de référence en dollars américains. De plus, une partie importante de notre dette à long terme et de notre charge d'intérêts est également libellée 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 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 dollar américain ou au yuan aura une incidence sur les produits des activités ordinaires et les coûts, exprimés en dollars canadiens. Pour gérer le risque lié aux variations des cours de change, la société conclut régulièrement des opérations 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, qui ont augmenté en réponse à l'inflation. Les variations des taux d'intérêt pourraient accroître notre exposition nette aux taux d'intérêt et influencer sur la façon dont certains passifs sont comptabilisés, ce qui pourrait nuire à nos flux de trésorerie et à nos résultats financiers. Nous sommes de plus 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 à 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. 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 du 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 les secteurs du pétrole et du gaz et du raffinage 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; 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; et v) à l'élaboration et à l'exploitation de projets liés à nos objectifs de réduction des émissions de GES, y compris les projets de captage, d'utilisation et de stockage du captage du carbone. 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 inondations, l'activité géologique découlant de projets de fracturation ou de captage, d'utilisation et de stockage du carbone, 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 accidents ou dommages causés par des tiers ou survenant dans le cadre de nos activités, les flux incontrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de fluides de puits, l'omission de suivre les procédures d'exploitation ou de respecter les paramètres d'exploitation établis, les mauvaises conditions climatiques, la corrosion, la pollution, l'englacement et autres événements similaires, les défaillances ou les pannes de l'équipement, des pipelines, des installations, des puits et des projets, les défaillances ou les pannes des systèmes et des processus d'exploitation et de technologie de l'information, toute compromission de ceux-ci ou diffusion de données, 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, 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 manifestations, les blocus ou les autres actes de militantisme, les catastrophes, comme la guerre ou d'autres conflits régionaux ou internationaux, les mauvaises conditions de mer, les actes de vandalisme et de terrorisme, les phénomènes climatiques extrêmes, les feux de forêt 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.

Les changements climatiques peuvent susciter une augmentation du niveau du risque d'exploitation exigeant des mesures d'atténuation accrues ou supplémentaires. Les changements climatiques systémiques ou les conditions climatiques extrêmes peuvent accroître notre exposition aux risques physiques liés au climat et l'ampleur des répercussions connexes, comme les inondations, les feux de forêt, les tremblements de terre, les ouragans, les tempêtes, les températures extrêmes et d'autres phénomènes météorologiques extrêmes ou catastrophes naturelles. Par exemple, la fréquence et la gravité des feux de forêt peuvent entraîner la fermeture de nos installations de production et de nos usines de traitement. De plus, 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. Des conditions météorologiques extrêmes peuvent donner lieu à un incident opérationnel qui peut entraîner des déversements, des dommages aux biens et une perturbation de la production et du raffinage. 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.

Chacun de ces risques, s'il se matérialise, peut interrompre les activités, nuire à notre capacité d'atteindre nos cibles ESG, y compris nos objectifs de réduction des émissions de GES, 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 d'exploitation et 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 tirée des sables bitumineux sont en grande partie fixes à court terme et, par conséquent, les charges d'exploitation unitaires dépendent essentiellement des niveaux de production.

Nous maintenons 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 nous ne pouvons garantir 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 divers pipelines et terminaux ainsi que par des réseaux de transport ferroviaire, maritime et routier, et ses raffineries en dépendent pour transporter la charge d'alimentation et les produits raffinés à destination et en provenance de ses installations. L'augmentation des tarifs ou la perturbation de la disponibilité ou la restriction de la disponibilité des pipelines et des réseaux ainsi que des réseaux de transport maritime, ferroviaire ou routier pourraient limiter la capacité de livrer des volumes de production et avoir une incidence négative sur les prix des marchandises, les volumes de ventes ou les prix reçus pour nos produits, la croissance prévue de la production, les activités en amont ou de raffinage et les flux de trésorerie. Ces interruptions ou limitations peuvent être causées, entre autres, par l'incapacité à exploiter les réseaux de transport pipelinier, maritime, ferroviaire ou routier 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 projets pipeliniers de tiers feront l'objet d'investissements pour une capacité nouvelle ou accrue seront réalisés ou que de tels projets fourniront une capacité de transport suffisante. L'opposition aux projets pipeliniers nouveaux et élargis peut être soumise à l'influence, entre autres, des préoccupations au sujet des déversements de pipelines, des émissions de GES et de la transition vers une économie à faibles émissions de carbone.

Rien ne garantit que le transport ferroviaire, maritime et routier et d'autres formes de transport de la production de la société suffiront à combler les écarts suscités par les contraintes opérationnelles sur le réseau pipelinier. De plus, le transport ferroviaire, maritime et routier de Cenovus peut être touché 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, des facteurs géopolitiques, des guerres, des actes de terrorisme ou d'autres conflits internationaux ou régionaux, 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 ses produits, 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 nos 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 le développement, l'adoption et le succès des nouvelles technologies, y compris celles liées aux objectifs de réduction des émissions de GES de Cenovus, les pressions inflationnistes sur les prix, la variation des coûts liés à 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'évolution des politiques gouvernementales ou environnementales, la réglementation, les perturbations de la chaîne d'approvisionnement, y compris les cas de force majeure, ainsi que l'accès à une main-d'œuvre qualifiée et à des services tiers critiques. De plus, si nos coûts 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 ou d'autres sources de financement. Le maintien de l'inflation et de toute intervention du gouvernement à cet égard, comme l'imposition de taux d'intérêt plus élevés ou le contrôle des salaires, 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.

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 comprend les systèmes sur place (comme les réseaux, le matériel informatique et les logiciels), les systèmes de télécommunications, les applications mobiles, les services infonuagiques et d'autres systèmes, réseaux et services technologiques, y compris les systèmes utilisant l'intelligence artificielle. Certains systèmes et services sont 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, infrastructures et services technologiques peuvent être vulnérables aux attaques (par exemple, par des pirates, des cyberterroristes ou d'autres tiers), aux perturbations en raison d'une erreur ou d'un méfait de la part du personnel ou d'un tiers, aux catastrophes naturelles et aux actes d'espionnage d'État ou industriel, au militantisme, au terrorisme, aux guerres, à un conflit régional ou international ou au paysage géopolitique. 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 ou encore d'empêcher l'accès aux systèmes.

Tout incident, toute violation, toute perturbation de nos systèmes ou services technologiques internes ou de ceux de nos tiers 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, commerciaux, financiers, exclusifs, personnels ou autres renseignements de nature délicate.

L'émergence rapide et l'évolution continue des outils d'intelligence artificielle générative peuvent exacerber les risques liés à la technologie, aux systèmes d'information et à la confidentialité des données de la société, en raison de leur potentiel d'utilisation abusive par les utilisateurs, de prise de décisions biaisées ou d'exposition non autorisée des données sensibles de Cenovus.

Les incidents cybernétiques, les violations ou l'utilisation irresponsable de technologies ou de données, y compris l'utilisation irresponsable d'outils d'intelligence artificielle ou la dépendance à l'égard de ceux-ci, pourraient entraîner une interruption des activités, le vol ou l'utilisation abusive de renseignements confidentiels, 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 qui régissent les données, leur traitement ou les décisions qui peuvent en découler, y compris les lois sur les transferts de données, la protection des renseignements personnels et des données, des pénalités ou contrôles prévus par la réglementation, des amendes, la perturbation des activités, la fermeture de sites, des fuites ou d'autres conséquences négatives, dont une atteinte à la réputation de Cenovus, ce qui pourrait entraîner un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

La réglementation de la technologie évolue rapidement dans bon nombre des territoires où nous exerçons nos activités, créant un cadre juridique et réglementaire complexe, y compris les lois et les règlements existants et proposés qui régissent les données, le traitement des données et les outils connexes, les transferts de données, l'intelligence artificielle, la protection des données et des renseignements personnels. Ces lois et règlements imposent des obligations aux entreprises en ce qui concerne le traitement des renseignements personnels et accordent des droits de recours supplémentaires aux personnes dont les renseignements personnels sont sous le contrôle de l'entreprise.

Le non-respect de ces normes réglementaires, y compris l'utilisation abusive ou l'omission de protéger des renseignements personnels pourrait entraîner une violation des lois et règlements sur la protection des données, l'intelligence artificielle et la protection des renseignements personnels, des poursuites intentées contre la société par des entités gouvernementales ou d'autres personnes, l'imposition d'amendes et de pénalités sévères par les autorités gouvernementales, l'atteinte à notre réputation et à notre crédibilité et pourrait avoir un effet défavorable sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Le respect de lois en constante évolution peut également entraîner une augmentation des charges d'exploitation.

Concurrence

Une forte concurrence existe dans tous les aspects du secteur du pétrole et du gaz, 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. Nous pourrions ne pas être en mesure de rivaliser avec succès contre nos concurrents actuels et futurs, et les pressions concurrentielles exercées sur la société 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 de croissance et d'optimisation dans l'ensemble de notre portefeuille mondial d'actifs. De plus, nous avons un certain nombre d'autres projets à diverses étapes de la planification et de l'élaboration, y compris des projets liés à nos objectifs de réduction des émissions de GES. Le large éventail des risques associés à l'élaboration 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, sa capacité d'accéder aux technologies opérationnelles et de l'information et aux données connexes et de les mettre en œuvre et de les utiliser, y compris les améliorations qui y sont apportées, 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 économique générale et de la condition générale 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 de façon rentable, sa capacité à repérer et à réaliser des opérations

stratégiques et l'incidence des modifications de la réglementation gouvernementale et des attentes du public relativement à l'effet des activités pétrogazières sur l'environnement et des initiatives de réduction des émissions de GES. La mise en service et l'intégration de nouvelles infrastructures et installations aux actifs existants de la société pourraient retarder l'atteinte des cibles et des objectifs de rendement. 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.

Coentreprises et partenariats

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. De plus, certains de nos projets en cours d'élaboration, y compris ceux liés à nos objectifs de réduction des émissions de GES, devraient être construits et exploités en collaboration avec des tiers. Par conséquent, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie et nos progrès en vue d'atteindre nos objectifs de réduction des GES 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 et l'exploitation de divers projets et actifs, 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 et projets 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 pourrait 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 liés aux partenaires pourrait nuire considérablement à nos activités, à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation, à nos progrès en vue d'atteindre nos objectifs de réduction des émissions de GES, à notre réputation et à nos flux de trésorerie.

Technologies existantes et émergentes

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. En outre, 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 et objectifs 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.

Politiques gouvernementales

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 en général et nos activités en particulier sont assujettis à la réglementation et à l'intervention des gouvernements en vertu de différents niveaux de législation dans les pays où nous exerçons des activités ou nous cherchons à y mener des activités de mise en valeur ou de prospection, relativement à des questions portant, entre autres, sur le régime foncier, les permis accordés aux projets, 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 plans et les règlements environnementaux, la réduction des GES et d'autres émissions, l'exportation du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits, le transport ferroviaire, maritime, routier ou par pipeline de pétrole brut, de gaz naturel ou d'autres produits, la production, la manutention, l'entreposage, le transport, le traitement ou l'élimination de substances dangereuses, l'attribution, l'acquisition et le maintien de droits de prospection, de mise en valeur et de production, 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. Voir la rubrique « Risques liés aux plans et règlements environnementaux » ci-après. Tout changement aux régimes de réglementation applicables, y compris la mise en œuvre de nouveaux règlements ou programmes d'application de la réglementation ou encore 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.

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 à tout le moins à des conditions acceptables l'ensemble des licences, des permis et des autres approbations nécessaires pour mener nos activités (y compris notamment certaines activités de prospection, de mise en valeur et d'exploitation) dans le cadre de nos projets. 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, d'une collaboration ou d'un consentement, 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 restreindre ou réduire à néant la capacité de Cenovus d'élaborer ou d'élargir la portée des projets proposés efficacement, voire pas du tout.

Abandon et 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 le cadre de ses activités d'exploitation, de mise en valeur et de prospection, y compris les obligations imposées par les différents niveaux de législation des territoires dans lesquels la société mène 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 de la portée prévue 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, en Saskatchewan et en Colombie-Britannique, 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. Les organismes de réglementation de ces provinces pourraient chercher un financement additionnel pour ces obligations auprès des participants du secteur, notamment Cenovus.

Nous avons établi un programme de surveillance continue de l'environnement aux emplacements de détail que nous détenons ou louons ou que nous détenons ou louons 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. Les coûts de tels travaux de remise en état 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 l'entreprise, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie, entre autres.

Régimes de redevances

Nos flux de trésorerie peuvent être directement touchés par des modifications des régimes de redevances et d'impôt minier. 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 et l'impôt minier 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 territoires 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 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.

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, ou les désaccords entre les communautés autochtones ou entre les peuples autochtones et les gouvernements dans les territoires où nous exerçons nos activités pourraient nuire à notre réputation, à notre relation avec les gouvernements hôtes, les collectivités et d'autres communautés autochtones. D'autres répercussions pourraient comprendre le détournement du temps et des ressources de la direction, l'augmentation des frais juridiques, des coûts liés à des exigences réglementaires ou des honoraires de services-conseils et notre capacité de prospecter, de mettre en valeur et de continuer à exploiter des projets.

Au Canada, les droits ancestraux ou issus de traités des peuples autochtones sont protégés en vertu de la Constitution. Les répercussions sur ces droits ancestraux et issus de traités doivent être prises en compte, en particulier dans les régions où Cenovus exerce ses activités sur les terres de la Couronne. Dans certains cas, il pourrait exister des revendications de droits ancestraux et de droits issus de traités, qui peuvent comprendre des revendications de titres ancestraux, qui 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.

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 dont le résultat pourrait avoir une incidence sur la façon dont les gouvernements sont tenus de s'acquitter de leur obligation de consulter. 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 encore augmenter les délais pour obtenir ou renouveler lesdits permis, concessions, licences et approbations.

De plus, le gouvernement fédéral canadien et le gouvernement de la province de la Colombie-Britannique ont adopté une loi qui les oblige à prendre toutes les mesures nécessaires pour mettre en œuvre la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones (« DNUDPA »). Les moyens et les échéanciers de mise en œuvre de la DNUDPA par le gouvernement sont en cours et, dans certains cas, 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 à l'exploitation de projets, ce qui accroît l'incertitude à l'égard des échéanciers et des exigences à respecter pour obtenir les approbations réglementaires des projets.

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 organismes non gouvernementaux (« 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, pour l'heure, 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.

Règlements sur les 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 vers 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 application. 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. 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 augmentera pour passer de 65 \$ par tonne d'équivalent CO₂ en 2023 à 170 \$ par tonne en 2030. Le taux de 2024 est de 80 \$ par tonne d'équivalent CO₂ et est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2024. Dans la mesure où le régime de tarification du carbone d'une province ne respecte pas les critères de rigueur du système fédéral, le filet de sécurité fédéral sur la tarification du carbone s'applique. La plupart de nos grandes installations émettrices situées au Canada sont exploitées dans des territoires où les règlements provinciaux sur la tarification du carbone s'appliquent à l'industrie. En Colombie-Britannique, le régime provincial de tarification du carbone s'applique intégralement. En Alberta, en Saskatchewan et à Terre-Neuve-et-Labrador, les régimes provinciaux de tarification du carbone s'appliquent en partie. On s'attend à ce que ces programmes provinciaux continuent de respecter les exigences fédérales en matière de rigueur, de sorte que le filet de sécurité fédéral ne s'applique pas. Le gouvernement fédéral s'est engagé à faire participer les provinces, les territoires et les organisations autochtones à un examen provisoire du modèle de la taxe fédérale sur le carbone d'ici 2026.

En décembre 2023, le gouvernement du Canada a annoncé son intention de mettre en œuvre un modèle national de plafonnement et d'échange des émissions en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* (« LCPE »). La proposition consiste à mettre en place progressivement le système de plafonnement et d'échange entre 2026 et 2030 et à l'appliquer, entre autres, à toutes les émissions de GES directes des installations de gaz naturel liquéfié et des installations pétrolières et gazières en amont, y compris les installations extracôtières, tout en tenant compte des émissions indirectes et de celles qui sont captées et stockées de manière permanente. Il est actuellement proposé que le plafond sur les émissions pour 2030 (qui déterminera le nombre d'unités d'émissions allouées aux installations réglementées) soit fixé à 35 % à 38 % sous les niveaux d'émissions de 2019. En vertu du régime proposé, les installations qui émettent plus que les unités d'émissions allouées auraient une certaine marge de manœuvre pour compenser une quantité limitée d'émissions supplémentaires, jusqu'à concurrence de la limite supérieure légale, qui, pour 2030, devrait être fixée à 20 % à 23 % sous les niveaux d'émissions de 2019. Le gouvernement du Canada s'est engagé à examiner régulièrement la trajectoire du plafond sur les émissions, le marché d'échange des unités d'émissions et l'accès à des mesures de souplesse en matière de conformité dans l'établissement du niveau des unités d'émissions allouées et de la limite supérieure légale pour la période d'après 2030 en vue d'atteindre son objectif à long terme de carboneutralité dans le secteur pétrolier et gazier d'ici 2050. Le projet de règlement sur le système de plafonnement et d'échange devrait être publié pour commentaires au milieu de 2024.

Le gouvernement du Canada a également mis en œuvre un règlement pour réduire les émissions de méthane du secteur du pétrole brut et du gaz naturel. Le *Règlement concernant la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur pétrolier et gazier en amont)* (le « règlement sur le méthane ») est conçu pour réduire les émissions de méthane de 40 % à 45 % par rapport aux émissions de 2012 d'ici 2025 par le truchement d'exigences pour s'attaquer aux fuites fugitives, aux émissions d'évacuation provenant de la complétion de puits et aux émissions de compresseurs (qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2020) et de restrictions relatives à l'évacuation des gaz de production des installations et aux limites des émissions d'évacuation pour les dispositifs pneumatiques (qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2023). En décembre 2023, le gouvernement du Canada a publié des projets de modifications au règlement sur le méthane afin de faciliter l'atteinte d'une cible supplémentaire visant à réduire les émissions de méthane provenant du pétrole et du gaz d'au moins 75 % par rapport aux niveaux de 2012 d'ici 2030. Les modifications réglementaires proposées concernent l'évacuation, le torchage, l'équipement de destruction des gaz d'hydrocarbures et les émissions fugitives et entreraient en vigueur entre 2027 et 2030. Les modifications finales au règlement sur le méthane sont attendues à la fin de 2024.

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 de GES 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. Les États-Unis ont 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, l'abandon des énergies fossiles et des coûts substantiels pour générer ou acheter les crédits ou quotas d'émission, tous ces facteurs pouvant hausser les charges d'exploitation. De plus, 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 amendes, des retards dans la délivrance des permis, des pénalités, l'interruption du pompage 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.

Règlement sur les combustibles propres

Au Canada, le *Règlement sur les combustibles propres* est entré en vigueur en juin 2022. Ce règlement vise à réduire les émissions de GES provenant de divers combustibles fossiles liquides en exigeant des producteurs ou des importateurs d'essence, de diesel, de kérosène et de mazout léger et lourd (« fournisseurs principaux ») qu'ils réduisent l'intensité en carbone de ces combustibles. Le règlement établit une intensité en carbone de base pour chaque type de combustible fossile liquide, en fonction de laquelle les fournisseurs principaux doivent réduire annuellement l'intensité en carbone. À compter de 2022, chaque fournisseur principal doit réduire l'intensité en carbone dans les proportions prescrites. En 2024, ce montant est de 90,0 gCO₂e/MJ pour l'essence et de 88,0 gCO₂e/MJ pour le diesel. Ce règlement pourrait entraîner les conséquences négatives mentionnées ci-dessus sous la rubrique « Règlements sur les changements climatiques », y compris une augmentation des coûts de conformité, une augmentation des dépenses d'exploitation et des dépenses d'investissement.

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 de conformité et une réduction potentielle des produits de Cenovus. Les règlements existants et proposés pourraient avoir une incidence négative sur la commercialisation de notre bitume, de notre pétrole brut ou de nos produits raffinés (diesel et éthanol), et pourraient nous obliger à acheter des crédits de conformité pour les carburants à faible teneur en carbone afin d'assurer la conformité et de soutenir les ventes dans ces territoires. Ces règlements risquent d'avoir une incidence sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

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 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 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.

Règlement sur l'électricité propre

En août 2023, le gouvernement du Canada a publié un projet de *Règlement sur l'électricité propre* visant à accélérer les progrès vers un secteur de production d'électricité à partir de sources peu émettrices au Canada. Le projet de règlement imposerait une norme de rendement rigoureuse à toutes les installations de production d'électricité à la date la plus tardive entre le 1^{er} janvier 2035 ou 20 ans suivant la date de leur mise en service. Des exemptions limitées pour les unités de pointe et les situations d'urgence sont offertes en vertu du projet de règlement, mais les installations alimentées au gaz naturel devront se convertir à l'hydrogène à émissions presque nulles ou installer des unités de captage du carbone et les unités alimentées au charbon ne pourront plus fonctionner légalement. La portée des incidences défavorables de ce règlement ne peut être estimée avec fiabilité ou exactitude pour le moment.

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 de 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.

Scénarios et hypothèses climatiques

Nous intégrons l'incidence potentielle du changement climatique et 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.

Relations de travail

Nous employons une main-d'œuvre syndiquée pour l'exploitation de certaines installations et il pourrait survenir des conflits de travail susceptibles d'entraver l'exploitation de ces installations. En date du 31 décembre 2023, environ 11 % de nos employés étaient représentés par des syndicats en vertu de conventions collectives, ce qui comprend un peu plus de 44 % 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 sécurité, notre réputation, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

En cas de conflit de travail, de grève ou d'arrêt de travail, les mesures d'atténuation des arrêts de travail et les plans d'intervention d'urgence pourraient entraîner des 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, voire 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.

De plus, les futurs des tentatives futures de syndicalisation ou des changements dans la législation ou la réglementation pourraient provoquer des pénuries de main-d'œuvre, faire 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. Tous ces facteurs pourraient avoir un effet négatif important sur notre rendement en matière de sécurité et de fiabilité, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie et restreindre notre souplesse opérationnelle.

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 comportement, 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, sa réputation et sa capacité d'atteindre ses objectifs ESG.

Menaces à la sécurité et menaces terroristes

Les menaces à la sécurité et les activités terroristes peuvent avoir une incidence sur notre personnel ou sur le personnel de nos partenaires, de nos clients et de nos fournisseurs, ce qui peut 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 ou des attaques terroristes 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.

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 et régionales. 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 exploitent 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.

Cenovus peut être touchée par l'évolution des relations bilatérales ainsi que des structures et des normes mondiales qui régissent le commerce international et 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 les stratégies de ces pays en matière de multilatéralisme et de protectionnisme peuvent limiter notre capacité d'accéder à des marchés, des technologies, des talents et des 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 Taiwan 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 coûteux, les changements dans les lois régissant les activités existantes, les contraintes financières, dont les restrictions du change et les fluctuations du change, l'imposition exagérée, et le comportement de représentants gouvernementaux internationaux, d'associés de coentreprise ou de 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 des règlements qui lui donnent le pouvoir d'annuler unilatéralement les effets de certaines restrictions étrangères jugées injustifiées pour les ressortissants et les entités chinoises, qui sont entrés en vigueur le 9 janvier 2021. De plus, le 10 juin 2021, la Chine a adopté la loi anti-sanctions étrangères qui 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 de Cenovus.

Si les États-Unis (et ses partenaires commerciaux et alliés), 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 de 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 de production extracôtière 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 exactitude si l'adoption de politiques par les États-Unis ou le Canada pourraient influencer sur les activités actuelles ou futures de la CNOOC, des autres partenaires internationaux de Cenovus ou de Cenovus même. Nous ne pouvons non plus prédire si les États-Unis resserreront leurs restrictions ou quelle sera l'incidence des mesures gouvernementales sur les opérations extracôtières de Cenovus en Asie. 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 de production extracôtière 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 pétrole 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, nos perspectives, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie et notre réputation.

Litiges et réclamations

À l'occasion, nous pourrions faire l'objet de demandes, de différends, d'enquêtes réglementaires, de procédures, d'arbitrages ou de litiges (« réclamations ») découlant directement ou indirectement 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 ceux liés à la santé et à la sécurité, au changement climatique, à l'environnement, à la violation de contrat, à la négligence, à la responsabilité du fait des produits, aux règles antitrust, à toute forme de 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 droits de la personne, aux relations de travail, aux blessures corporelles et à d'autres types de réclamations.

Au cours des dernières années, un nombre croissant de litiges liés aux changements climatiques ont surgi dans divers territoires, entre autres aux États-Unis et au Canada. 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. Nous pourrions 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'affecter des fonds ou des ressources importantes relativement à de telles réclamations. De plus, des pénalités de telles réclamations pourraient donner lieu à des jugements ou décisions défavorables, des amendes, des sanctions, le versement de dommages pécuniaires, l'interruption temporaire ou permanente des activités ou des restrictions imposées à notre entreprise. 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.

Risques liés aux plans et règlements environnementaux

Tous les aspects de nos activités sont assujétiés à la réglementation, à la surveillance et à des mesures d'application en matière d'environnement adoptées en application de diverses lois et de divers règlements municipaux, régionaux, étatiques, territoriaux, provinciaux et fédéraux (collectivement, la « réglementation en matière d'environnement »). Des plans de gestion des terres peuvent être préparés dans les territoires où nous exerçons nos activités; ils peuvent être juridiquement contraignants et avoir le même effet que les règlements. La réglementation et les plans en matière d'environnement prévoient que les zones de prospection, les puits, sites d'installations, pipelines, raffineries et autres biens et activités liés à notre entreprise seront 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. Les plans de gestion des terres peuvent restreindre l'accès futur aux ressources, et le non-respect des plans approuvés peut entraîner des litiges ou une intervention gouvernementale. Les ONG tierces et les groupes de citoyens militants peuvent également influencer directement sur la réglementation environnementale dans les pays où nous exerçons nos activités, y compris les États-Unis et le Canada. 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 et des plans 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, la suspension des activités ainsi que des procédures légales ou réglementaires, et il pourrait entacher notre réputation. Le coût du respect de la réglementation et des plans 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 accords qui y sont associés ainsi que 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). Les requêtes et litiges antérieurs impliquant le gouvernement fédéral relativement aux 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, et ces pétitions ont obligé les gouvernements à conclure des accords de conservation et de rétablissement exécutoires. 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 l'élaboration et la réalisation de projets 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 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 peut avoir 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 pour la mise à niveau des installations existantes et les charges d'exploitation, qui augmenteront.

Examen des processus environnementaux et réglementaires

L'augmentation ou l'évolution des obligations en matière d'évaluation environnementale imposées par divers paliers de gouvernement dans les territoires où nous exerçons nos activités, ou encore où nous recherchons des occasions de mise en valeur ou de prospection peut créer un risque d'augmentation des coûts et de retards dans l'élaboration de 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.

R

églementation des eaux

Nous utilisons de l'eau douce pour certaines activités, que nous nous procurons conformément à la réglementation de chaque territoire, notamment en vertu de permis d'utilisation des eaux. Si les droits d'utilisation des eaux augmentent, si les modalités des permis d'utilisation des eaux changent ou s'il y a des restrictions quant aux quantités d'eau que la société peut utiliser, la production pourrait diminuer ou les charges d'exploitation, augmenter, ce qui aurait dans les deux cas une incidence défavorable significative sur notre entreprise et notre situation financière. Rien ne garantit que ces permis ne seront pas annulés ou que des conditions additionnelles ne seront pas imposées pour leur obtention. S'il nous faut obtenir de nouveaux permis ou modifier 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

Des initiatives législatives et réglementaires ont été adoptées relativement aux allégations des parties prenantes selon lesquelles les techniques de fracturation hydraulique sont nocives pour les sources d'eau de surface et d'eau potable, et augmentent la fréquence de l'activité sismique. 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 restrictions à l'utilisation de l'eau douce, 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 mais réalisables pour chacun de nos cinq domaines d'intérêt en matière d'ESG, 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 les avantages 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. 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 n'atteignons pas nos cibles et ne réalisons pas nos ambitions en matière d'ESG ou que les parties prenantes clés ont le sentiment que nos cibles en la matière sont insuffisantes ou irréalisables, 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 des divers cibles et objectifs en matière d'ESG et des occasions de les atteindre ne se concrétisent pas, coûtent plus cher à concrétiser que prévu ou ne se concrétisent pas dans les délais impartis. En outre, il y a un risque que les mesures que nous prenons pour mettre en œuvre les cibles et ambitions liés à nos domaines d'intérêt en matière d'ESG puissent, entre autres, augmenter nos dépenses d'investissement et, par conséquent, nuire à notre capacité d'investir dans d'autres aspects de nos activités, ce qui pourrait influencer défavorablement sur nos résultats opérationnels et financiers futurs.

Objectifs en matière de changement climatique et de réduction des émissions de GES

Notre capacité à atteindre nos objectifs de réduction des GES est assujettie 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 et la coopération et les actions de tierces parties, y compris l'Alliance nouvelles voies. Le projet de CSC proposé par l'Alliance nouvelles voies revêt une importance particulière, et si ce projet est retardé ou ne va pas de l'avant, la capacité de Cenovus à atteindre ses objectifs et ses ambitions en matière de réduction des GES sera retardée et pourrait ne pas être atteinte.

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. Le recours général ou partiel aux nouvelles technologies, l'intégration de ces technologies à de nouvelles activités ou à 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 ou si ces

stratégies ou technologies ne produisaient pas les résultats attendus, nous pourrions ne pas pouvoir atteindre nos objectifs de réduction des émissions de GES selon l'échéancier prévu ou ne jamais pouvoir les atteindre. De plus, d'autres risques d'exploitation peuvent réduire notre capacité d'atteindre pleinement nos objectifs de réduction des émissions de GES, notamment les entraves imprévues, ou leurs incidences, à l'implantation de la réduction des émissions de méthane et les projets d'électrification dans les secteurs Hydrocarbures classiques et pétrole lourd classique; 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 technologique 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 nos objectifs de réduction des émissions de GES selon l'échéancier prévu ou ne jamais pouvoir les atteindre.

De plus, l'atteinte de nos objectifs de réduction des émissions de GES repose sur un cadre de réglementation favorable et stable qui comprend, entre autres, l'appui de divers paliers de gouvernement, y compris le soutien financier et des engagements en matière de dépenses d'investissement partagées, qui pourraient ne pas évoluer d'une manière conforme à nos attentes, en totalité ou en partie. L'atteinte de nos objectifs de réduction des émissions de GES d'ici 2035 nécessitera également 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. Qui plus est, le coût de l'investissement dans des technologies de réduction des émissions et le redéploiement des ressources et de notre attention en découlant 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 d'atteindre nos objectifs liés à l'intendance des eaux 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 ou que ces stratégies ou technologies ne fonctionneraient pas comme prévu, l'atteinte de notre cible de réduction de l'intensité de l'eau douce pourrait être interrompue, retardée ou abandonnée.

Objectifs en matière de biodiversité

Notre capacité d'atteindre nos objectifs en matière de biodiversité est soumise à divers risques opérationnels, environnementaux et réglementaires, qui pourraient entraîner des restrictions, des responsabilités, des obligations et des coûts importants pour Cenovus. Se reporter à la rubrique « Abandon et 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

Un échec ou un retard dans i) l'atteinte de nos objectifs en matière de réconciliation avec les peuples autochtones, ou ii) la poursuite des initiatives de réconciliation avec les Autochtones une fois les objectifs atteints, pourrait nuire à notre relation avec les entreprises et les communautés autochtones avoisinantes, ainsi qu'à notre réputation. 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 projets conformément à nos stratégies commerciales et opérationnelles actuelles risqueraient de s'en ressentir.

Objectifs en matière d'inclusion et de diversité

Un échec ou un retard dans l'atteinte de nos objectifs en matière d'inclusion et de diversité et notre capacité à maintenir nos objectifs une fois qu'ils sont atteints pourraient avoir un effet négatif important sur nos activités de recrutement et notre réputation auprès de nos parties prenantes.

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 et 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.

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'incidence 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.

Le militantisme des actionnaires a augmenté dans le secteur pétrogazier, 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, notre direction 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 ont gain de cause, 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.

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 de nouvelles actions ordinaires de Cenovus à l'exercice, de temps à autre, de titres pouvant être convertis en actions ordinaires de Cenovus, y compris les actions attribuées à nos administrateurs et dirigeants, 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.

Risques liés aux acquisitions et cessions

Nous avons réalisé, et nous pourrions réaliser à l'avenir, une ou plusieurs acquisitions ou cessions pour diverses raisons stratégiques. Il se peut que nous ne soyons pas en mesure de conclure ces transactions à des conditions favorables, en temps opportun ou du tout. L'intégration des activités et des actifs acquis peut entraîner des perturbations et peut détourner l'attention et les ressources de la direction d'autres occasions stratégiques et questions d'exploitation au cours du processus, ce qui pourrait faire augmenter les coûts et nuire à notre capacité de réaliser les avantages prévus de telles acquisitions. L'acquisition d'actifs exige l'évaluation de leurs caractéristiques qui sont inexacts et intrinsèquement incertaines et, par conséquent, les biens acquis pourraient ne pas atteindre les attentes de production ou d'exploitation, ne pas produire les avantages ou les synergies escomptés et être assujettis à des coûts et des responsabilités accrus. 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.

Divers facteurs pourraient avoir une incidence importante sur notre capacité de céder des actifs à l'avenir et pourraient réduire le produit ou la valeur réalisé de ces cessions. Nous pouvons également conserver certaines responsabilités ou accepter des obligations d'indemnisation dans le cadre d'une transaction de vente, dont l'ampleur pourrait être difficile à quantifier au moment de la transaction et pourrait être importante. Si l'un des risques associés aux acquisitions ou 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

La vente sur le marché des actions ordinaires de Cenovus détenues par les actionnaires importants de Cenovus, Hutchison Whampoa Europe Investments S.à.r.l. (« Hutchison ») et L.F. Investments S.à.r.l. (« L.F. Investments »), ou la perception par le marché de toute intention de Hutchison ou L.F. Investments de vendre des actions ordinaires de Cenovus pourrait avoir 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 de facteurs semblables à ceux influant sur le cours des actions ordinaires de Cenovus. De plus, le cours des actions ordinaires de Cenovus aura une incidence marquée sur le prix des bons de souscription de Cenovus, ce qui pourrait entraîner une volatilité importante du prix des bons de souscription de Cenovus et avoir une incidence négative sur la valeur des bons de souscription de Cenovus.

Lois fiscales

Les lois et règlements fiscaux et d'autres lois et les mesures de stimulation prises par les gouvernements (comme les crédits d'impôt à l'investissement pour le capital investi dans des projets de captage et de stockage du carbone au Canada) pourraient éventuellement être modifiés ou interprétés d'une manière défavorable pour Cenovus, ses résultats financiers, sa capacité à atteindre ses objectifs de réduction des émissions de GES 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. Par ailleurs, puisqu'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. 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'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.

Risque lié à la pandémie

Les pandémies, les épidémies ou les éclosions, y compris la COVID-19, demeurent un risque pour la société, et les répercussions ultimes sont très incertaines et peuvent changer. Une pandémie 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. Les mesures prises par les différents paliers administratifs et les autorités sanitaires en cas de pandémie, d'épidémie ou d'éclosion peuvent entraîner une réduction de la demande et des prix des marchandises qui sont étroitement liés à notre rendement financier et peuvent avoir une incidence négative sur nos activités, nos résultats d'exploitation et notre situation financière.

Loi sur l'esclavage moderne

Le 1^{er} janvier 2024, la *Loi sur la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants dans les chaînes d'approvisionnement* (« *Loi sur l'esclavage moderne* ») est entrée en vigueur au Canada. La *Loi sur l'esclavage moderne* oblige Cenovus à publier un rapport annuel sur l'esclavage moderne détaillant les mesures prises l'année précédente pour atténuer le risque de recours au travail forcé à n'importe quelle étape de sa chaîne d'approvisionnement, y compris la production de marchandises au Canada ou ailleurs ou de marchandises importées au Canada. Il existe un risque que notre chaîne d'approvisionnement utilise ou soit présumée avoir utilisé le travail forcé ou le travail des enfants, et il pourrait être difficile de recueillir suffisamment de renseignements auprès des fournisseurs. Des travaux supplémentaires sont nécessaires pour évaluer et comprendre ce risque. De telles mesures pourraient avoir une incidence sur notre efficacité opérationnelle, nos résultats d'exploitation, notre situation financière ou notre réputation.

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 l'adresse sedarplus.ca, sur EDGAR à l'adresse sec.gov et à l'adresse 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 significatives 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 de méthodes comptables

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 de ces partenariats, qui sont détenus dans un véhicule distinct, à titre d'entreprise commune ou de coentreprise exige le recours au jugement.

Cenovus détient une participation de 50 % dans WRB Refining LP (« WRB »), une entité contrôlée conjointement. Le partenariat correspond à la définition d'une entreprise commune selon IFRS 11, *Partenariats* (« IFRS 11 »); par conséquent la quote-part de la société des actifs, des passifs, des produits des activités ordinaires et des charges est comptabilisée dans ses états financiers consolidés.

Avant le 28 février 2023, Cenovus détenait une participation de 50 % BP-Husky Refining LLC, qui était contrôlée conjointement avec bp et correspondait à la définition d'une entreprise commune selon IFRS 11. Par conséquent, Cenovus a comptabilisé sa quote-part des actifs, des passifs, des produits des activités ordinaires et des charges dans ses résultats consolidés. Depuis le 28 février 2023, Cenovus contrôle la raffinerie de Toledo par l'intermédiaire de Ohio Refining Company LLC, comme il est défini dans IFRS 10, *État financiers consolidés* (« IFRS 10 ») et, par conséquent, Ohio Refining Company LLC été consolidée.

Avant le 31 août 2022, Cenovus détenait une participation de 50 % dans SOSOP, entité contrôlée conjointement avec bp Canada Energy Group ULC (« bp Canada ») et qui répondait à la définition d'entreprise commune en vertu d'IFRS 11. Par conséquent, Cenovus a inscrit sa quote-part des actifs, des passifs, des produits des activités ordinaires et des charges dans ses résultats consolidés. Depuis le 31 août 2022, Cenovus contrôle SOSOP, comme il est défini dans IFRS 10; par conséquent, SOSOP a été consolidée.

Pour déterminer le classement adéquat de ses partenariats conformément à IFRS 11, 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 accords exigent des partenaires qu'ils fassent des apports si les fonds sont insuffisants pour que la société et les partenariats s'acquittent de leurs obligations ou règlent leurs passifs. L'expansion passée de Toledo et de SOSP et l'expansion passée et future de WRB 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. SOSP avait une facilité d'emprunt consentie par un tiers.
- En tant qu'exploitant de WRB, Phillips 66, directement ou par l'intermédiaire de filiales entièrement détenues, assure la commercialisation, achète les charges d'alimentation nécessaires et s'occupe du transport et du stockage pour le compte des partenaires, car les accords interdisent aux partenaires d'effectuer eux-mêmes ces tâches. En outre, le partenariat n'a pas d'employés et ne pourrait donc pas s'en acquitter.
- En tant qu'exploitant de Toledo jusqu'au 28 février 2023, bp, directement ou par l'intermédiaire de filiales entièrement détenues, achetait les charges d'alimentation nécessaires et s'occupait du transport et du stockage pour le compte des partenaires. SOSP était exploitée comme dans la majeure partie des relations de participation directe dans l'ouest du Canada, c'est-à-dire que le partenaire est l'exploitant et extrait les produits au nom de l'ensemble des participants conformément à l'accord de partenariat.
- Dans chacun des partenariats, la production revient aux 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 fait appel au jugement pour déterminer à quel moment les actifs de prospection et d'évaluation doivent être reclassés dans les immobilisations corporelles. Pour déterminer ce moment, divers facteurs sont pris en compte, notamment l'existence de réserves, ainsi que le fait de savoir si les approbations appropriées ont été reçues des organismes de réglementation et dans le cadre du mécanisme d'approbation interne de la société.

Délimitation des unités génératrices de trésorerie

Une unité génératrice de trésorerie (« UGT ») s'entend du niveau le plus bas d'actifs intégrés générant des entrées de trésorerie séparément identifiables qui sont 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 considérablement 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 ses 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.

Évaluation des indices de perte de valeur ou de reprise de perte de valeur

Les immobilisations corporelles, les actifs de prospection et d'évaluation et les actifs au titre de droits d'utilisation sont évalués séparément chaque trimestre, ou lorsque les événements et les circonstances indiquent que leur valeur comptable peut être supérieure à leur valeur recouvrable, en vue de déterminer s'il y a des indications de dépréciation. Les pertes de valeur constatées au cours de périodes antérieures, hormis les pertes de valeur du goodwill, sont évaluées à chaque date de clôture en vue de déterminer si elles existent toujours ou si elles ont diminué. L'identification des indices de perte de valeur ou de reprise de perte de valeur fait fortement appel au jugement.

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.

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

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

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 volumes de production futurs prévus, les coûts de mise en valeur et les charges d'exploitation futurs, les prix à terme des marchandises, les versements de redevances estimatifs 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 chaque année par des évaluateurs de réserves indépendants agréés qui les transmettent à la société.

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 le volume des réserves, les volumes de production prévus, les coûts de mise en valeur et les charges d'exploitation futurs, les prix à terme des marchandises et les taux d'actualisation. La valeur recouvrable des actifs en aval de la société repose sur des hypothèses à l'égard de la production de produits raffinés, des prix à terme du pétrole brut, des marges de craquage à terme, des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement futures ainsi que des taux d'actualisation. 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 de la société, ses actifs de raffinage et son terminal de transport ferroviaire de pétrole brut, 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 avancements 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 actuelle 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, notamment le paiement conditionnel et le goodwill, est établie selon l'information disponible à la date d'acquisition. Diverses techniques d'évaluation sont appliquées afin d'évaluer la juste valeur, notamment des transactions comparables sur le marché 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, les taux d'actualisation ainsi que les coûts de mise en valeur et les charges d'exploitation futures. Les volumes de production et le volume des réserves 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. Dans le cas des actifs en aval, les principales hypothèses retenues pour estimer la juste valeur portent notamment sur la production de produits raffinés, les prix à terme du pétrole brut, les marges de craquage à terme, les taux d'actualisation, les charges d'exploitation ainsi que 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 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 temporelles 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 temporelles seront renversées, 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.

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 2024 et n'ont donc pas été appliquées au moment de la préparation des états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2023. Ces normes et interprétations ne devraient pas avoir une incidence significative sur les états financiers consolidés de la société ni sur ses activités.

ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

La direction, notamment le président et chef de la direction et le vice-président directeur et chef des finances, ont procédé à une évaluation de la conception et de l'efficacité du CIIF et des contrôles et procédures de communication de l'information (« CPCI ») au 31 décembre 2023. La direction a utilisé les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013), publié par le Committee of Sponsoring Organizations 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 2023.

L'efficacité du CIIF de la société a fait l'objet d'un audit au 31 décembre 2023 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 2023.

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

MISE EN GARDE

Renseignements sur le pétrole et le gaz

Barils d'équivalent de pétrole – Les volumes de gaz naturel sont 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. Nous estimons 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 « viser », « prévoir », « croire », « capacité », « s'engager à », « continuer », « pouvoir », « estimer », « planifier », « projeter », « s'attendre à », « accent », « prévisions », « avenir », « futur », « perspectives », « en voie de », « objectif », « possibilités », « plan », « position », « prioriser », « souhaiter », « cible », « à terme » ou des expressions analogues, y compris des déclarations à propos de ce qui suit : la valeur et les rendements pour les actionnaires; la réduction des charges d'exploitation, des dépenses d'investissement et des frais généraux et d'administration; la réalisation de la pleine valeur des entreprises intégrées; le soutien de la valeur à long terme de Cenovus; le rendement en matière de sécurité; la fiabilité et la rentabilité des secteurs en aval; la domination du marché par les coûts; la défense des intérêts de notre entreprise et de notre secteur; l'exécution de grands projets tels que West White Rose, SeaRose Ale, le raccordement de Narrows Lake à Christina Lake et l'optimisation de Foster Creek dans les délais et selon le budget prévus; l'entrée en production du projet West White Rose en 2026; la distinction à titre d'exploitant de premier ordre; les cibles prévues pour les cinq domaines d'intervention ESG; le projet fondamental de l'Alliance nouvelles voies; la durabilité et le leadership en matière de durabilité; la maximisation de la rentabilité à long terme de nos actifs; notre budget de dépenses d'investissement pour 2024; la création d'une valeur rehaussée pour les actionnaires au moyen du rachat d'actions et/ou de dividendes variables, conformément à la structure de répartition des capitaux; les émissions de GES; les infrastructures; les coûts d'exploitation et du capital; les dépenses d'investissement, la répartition du capital et la structure du capital; la discipline à l'égard du capital; la création de fonds provenant de l'exploitation disponibles; la résilience; la répartition de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles; la souplesse dans un contexte de prix de marchandises faibles ou élevés; le provisionnement des exigences de liquidités à court terme; la gestion de la structure du capital; les dividendes de toutes sortes; le rachat d'actions dans le cadre de l'offre publique; le désendettement; le respect des obligations de paiement; le maintien des notations de crédit; la dette nette; le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés; le ratio dette nette/BAIIA ajusté; le maintien des liquidités; la production et les taux de production; la production de pétrole brut; la constance et la fiabilité de l'exploitation de tous les actifs exploités; le rendement opérationnel; les passifs découlant de litiges; les flux de trésorerie; les stratégies en matière d'harmonisation des prix et de gestion de la volatilité; les résultats financiers; les paiements variables; la charge d'impôt; la concrétisation de la valeur; l'atténuation de l'incidence des écarts de prix du pétrole brut et des produits raffinés; l'intégration des raffineries de Toledo et de Lima; l'optimisation des taux de traitement des raffineries de la société, en vue de l'atteinte de la pleine production à la raffinerie de Superior; les engagements de transport et de stockage; ainsi que les perspectives de la société en ce qui a trait aux marchandises et au dollar canadien de même que leur influence et leur incidence sur 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 bitume, du pétrole brut 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 autres 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 de dépenses d'investissement 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 bitume, 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 rigoureux, des désastres naturels, des accidents, de l'instabilité civile ou d'autres événements analogues; les conditions climatiques influant sur les régions où Cenovus exerce ses activités; la concrétisation de nouvelles réductions de coûts et la pérennité de ces réductions; les régimes de redevances applicables, notamment les taux de redevance prévus; les améliorations futures de la disponibilité de la capacité de transport des produits; l'augmentation du cours de l'action de la société et de sa capitalisation boursière à long terme; les occasions de 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 qui sont tributaires de l'offre à l'échelle mondiale et de la capacité de traitement du pétrole brut; l'atténuation de l'incidence d'un élargissement éventuel des écarts sur une partie des volumes de pétrole brut WCS de la société grâce à sa capacité de raffinage, à ses installations de stockage dynamique, à ses engagements pipeliniers existants, à sa capacité de transport ferroviaire et à ses opérations de couverture financière; la capacité de la société d'obtenir une production de ses installations de sables bitumineux sans contrainte; les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; l'exactitude des estimations et des jugements comptables; la capacité de la société d'obtenir les approbations nécessaires de la part des autorités de réglementation et des partenaires; la réalisation fructueuse, rentable et dans les délais des projets d'immobilisations, des programmes de mise en valeur ou de leurs étapes; la capacité de la société de dégager des flux de trésorerie suffisants pour s'acquitter de ses obligations présentes et futures; les coûts estimatifs d'abandon et de remise en état, notamment les droits et les règlements s'y rapportant; la capacité de la société à attirer et à maintenir en poste du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; la capacité de la société à conclure des acquisitions et des cessions et à obtenir les modalités de transaction souhaitées selon le calendrier prévu; l'exactitude des scénarios et des hypothèses climatiques, y compris les données de tiers sur lesquelles la société s'appuie; la capacité d'accéder à toutes les technologies et à tous les équipements nécessaires pour atteindre les résultats futurs attendus, y compris en ce qui concerne les cibles et les ambitions en matière de climat et d'émissions de GES, ainsi que la viabilité commerciale et l'évolutivité des stratégies de réduction des émissions et des technologies et produits connexes; 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 2024 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 présentés de temps à autre dans les rapports et les documents que la société dépose auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières.

Les indications pour 2024, mises à jour le 13 décembre 2023, et qui peuvent être consultées au cenovus.com, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent de 79,00 \$ US le baril, prix du WTI de 75,00 \$ US le baril; prix du WCS de 58,00 \$ US le baril; écart WTI-WCS de 17,00 \$ US le baril; prix du gaz naturel AECO de 2,80 \$ le kpi³; marge de craquage 3-2-1 à Chicago de 21,00 \$ US le baril; et taux de change de 0,73 \$ 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 : la capacité de la société de réaliser les avantages escomptés des acquisitions dans les délais prévus ou son incapacité à les réaliser, les passifs imprévus ou sous-estimés associés aux acquisitions; les risques liés aux acquisitions et aux cessions; la capacité de la société à disposer d'une partie ou de l'ensemble des technologies nécessaires pour exploiter ses actifs de manière efficiente et efficace, ou de les mettre en place et de réaliser les résultats futurs attendus, notamment le respect des cibles et les ambitions en matière de climat et d'émissions de GES et la viabilité et l'évolutivité sur le plan commercial des stratégies de réduction des émissions ainsi que des technologies et des produits connexes; l'élaboration et la mise en œuvre de stratégies permettant d'atteindre les cibles 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'acquitter leurs obligations contractuelles en temps voulu; les risques inhérents à l'exploitation du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de la société, notamment les risques pour la santé, la sécurité et l'environnement; la capacité de la société à maintenir un ratio dette nette/BAIIA ajusté et un ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés souhaitables; la capacité de la société de faire appel à des sources diverses de capitaux d'emprunt et de capitaux propres, et de le faire selon des modalités acceptables; la capacité de la société de financer les dépenses d'investissement de croissance et de maintien; la modification des notations de crédit qui lui sont accordées ou qui sont accordées à ses titres; les changements apportés aux plans de la société en matière de dividendes; la capacité de la société à utiliser des pertes fiscales dans une période à venir; la précision des estimations des réserves, de la production future et des produits nets futurs; l'exactitude des estimations et jugements comptables de la société; la capacité de la société de remplacer et d'accroître ses réserves de pétrole brut et de gaz naturel; les coûts d'acquisition des droits d'exploration, des études géologiques, des forages d'essai et de la mise en valeur de projets; les exigences éventuelles en vertu des normes comptables en vigueur devant s'appliquer de temps à autre en ce qui concerne la perte de valeur ou la reprise des montants recouvrables estimatifs de certains ou de la totalité des actifs ou du goodwill de la société; la capacité de la société de maintenir ses relations avec ses partenaires et de parvenir à gérer et à exploiter ses activités intégrées; la fiabilité des actifs de la société, notamment pour atteindre les objectifs en matière de production; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et processus de raffinage; 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 de 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 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 de plus grande envergure 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 communautés 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 plus récent rapport de gestion annuel de la société 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 sedarplus.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis sur EDGAR, à l'adresse sec.gov. Ces documents sont également disponibles sur le site Web de la société, à l'adresse cenovus.com.

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

ABRÉVIATIONS

Ci-après figurent les abréviations et définitions employées dans le présent document.

Pétrole brut et LGN		Gaz naturel		Autres	
b	baril	kpi ³	millier de pieds cubes	bep	baril d'équivalent de pétrole
kb/j	millier de barils par jour	Mpi ³	million de pieds cubes	kbep	millier de barils d'équivalent de pétrole
WCS	Western Canadian Select	Mpi ³ /j	million de pieds cubes par jour	kbep/j	millier de barils d'équivalent de pétrole par jour
				Mbep	Million de barils d'équivalent de pétrole
WTI	West Texas Intermediate	Gpi ³	milliard de pieds cubes	CO ₂ e	équivalent en dioxyde de carbone
				GES	gaz à effet de serre
				Offre publique	offre publique de rachat dans le cours normal des activités
				AECO	Alberta Energy Company
				NYMEX	New York Mercantile Exchange
				OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
				OPEP+	OPEP et un groupe de 11 pays non membres de l'OPEP
				DGMV	drainage par gravité au moyen de la vapeur

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 attribuables au brûlage à la torche, les émissions liées aux procédés industriels et les émissions fugitives provenant de l'équipement.

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.

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.

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 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. Se reporter à la rubrique « Mise en garde sur les mesures financières déterminées » de notre rapport de gestion annuel de 2022 pour le rapprochement de la marge d'exploitation, des fonds provenant de l'exploitation, des fonds provenant de l'exploitation ajustés, des fonds provenant de l'exploitation disponibles et de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles des trimestres de 2022 et de 2021 ne figurant pas ci-dessous.

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 activités 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 ¹⁾			Secteurs en aval ¹⁾			Total		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Produits des activités ordinaires									
Chiffre d'affaires brut ²⁾	31 082	41 142	27 925	32 626	38 010	26 258	63 708	79 152	54 183
Déduire : Redevances	3 270	4 868	2 454	—	—	—	3 270	4 868	2 454
	27 812	36 274	25 471	32 626	38 010	26 258	60 438	74 284	51 729
Charges									
Marchandises achetées ²⁾	3 152	6 741	4 059	28 273	32 409	23 111	31 425	39 150	27 170
Transport et fluidification ²⁾	11 088	12 301	8 795	—	—	—	11 088	12 301	8 795
Charges d'exploitation	3 690	3 789	3 241	3 201	3 050	2 258	6 891	6 839	5 499
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	12	1 619	788	—	112	104	12	1 731	892
Marge d'exploitation	9 870	11 824	8 588	1 152	2 439	785	11 022	14 263	9 373

(en millions de dollars)	Secteurs en amont ¹⁾				2023 Secteurs en aval ¹⁾				Total			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Produits des activités ordinaires												
Chiffre d'affaires brut ²⁾	7 797	8 783	7 285	7 217	8 404	9 658	7 427	7 137	16 201	18 441	14 712	14 354
Déduire : Redevances	902	1 135	637	596	—	—	—	—	902	1 135	637	596
	6 895	7 648	6 648	6 621	8 404	9 658	7 427	7 137	15 299	17 306	14 075	13 758
Charges												
Marchandises achetées ²⁾	663	900	751	838	7 888	7 947	6 447	5 991	8 551	8 847	7 198	6 829
Transport et fluidification ²⁾	2 894	2 397	2 770	3 027	—	—	—	—	2 894	2 397	2 770	3 027
Charges d'exploitation	864	914	883	1 029	826	778	843	754	1 690	1 692	1 726	1 783
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	19	(10)	(13)	16	(6)	11	(6)	1	13	1	(19)	17
Marge d'exploitation	2 455	3 447	2 257	1 711	(304)	922	143	391	2 151	4 369	2 400	2 102

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

2) Les chiffres des périodes comparatives antérieures au troisième trimestre de 2023 tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 39 annexe aux états financiers consolidés de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

(en millions de dollars)	2022											
	Secteurs en amont ¹⁾				Secteurs en aval ¹⁾				Total			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Produits des activités ordinaires												
Chiffre d'affaires brut ²⁾	8 251	10 250	11 719	10 922	8 302	10 873	10 719	8 116	16 553	21 123	22 438	19 038
Déduire : Redevances	875	1 226	1 582	1 185	—	—	—	—	875	1 226	1 582	1 185
	7 376	9 024	10 137	9 737	8 302	10 873	10 719	8 116	15 678	19 897	20 856	17 853
Charges												
Marchandises achetées ²⁾	1 079	2 383	1 461	1 818	6 993	9 680	8 919	6 817	8 072	12 063	10 380	8 635
Transport et fluidification ²⁾	2 984	2 826	3 272	3 219	—	—	—	—	2 984	2 826	3 272	3 219
Charges 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) *Figurant à la note 1 annexe aux états financiers consolidés.*

2) *Les chiffres des périodes comparatives antérieures au troisième trimestre de 2023 tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 39 annexe aux états financiers consolidés de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.*

Marge d'exploitation par actif

(en millions de dollars)	Exercice clos le 31 décembre 2023		
	Atlantique	Asie-Pacifique	Production extra-côtière ²⁾
Produits des activités ordinaires			
Chiffre d'affaires brut	400	1 217	1 617
Déduire : Redevances	15	84	99
	385	1 133	1 518
Charges			
Transport et fluidification	16	—	16
Activités d'exploitation	262	122	384
Marge d'exploitation	107	1 011	1 118

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

(en millions de dollars)	Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022		
	Atlantique	Asie-Pacifique	Production extra-côtière ¹⁾
Produits des activités ordinaires			
Chiffre d'affaires brut	578	1 442	2 020
Déduire : Redevances	(3)	80	77
	581	1 362	1 943
Charges			
Transport et fluidification	15	—	15
Activités d'exploitation	204	114	318
Marge d'exploitation	362	1 248	1 610

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

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

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés constituent une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur pétrolier et gazier qui permet d'évaluer la capacité d'une entreprise de financer ses programmes d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières, dans leur ensemble et par action. 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, de l'impôt sur le résultat à recouvrer, des stocks (exclusion faite des réductions de valeur hors trésorerie des stocks et de leur reprise), des créditeurs, 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 dilués 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.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 946	2 970	7 388	11 403
(Ajouter) déduire :				
Règlement de passifs relatifs au démantèlement	(65)	(49)	(222)	(150)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	949	673	(1 193)	575
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	2 062	2 346	8 803	10 978
Dépenses d'investissement	1 170	1 274	4 298	3 708
Fonds provenant de l'exploitation disponibles	892	1 072	4 505	7 270
Ajouter (déduire) :				
Dividendes de base versés sur les actions ordinaires	(261)	(201)		
Dividendes versés sur les actions privilégiées	(9)	—		
Règlement de passifs relatifs au démantèlement	(65)	(49)		
Remboursement du capital des contrats de location	(72)	(74)		
Acquisitions, moins la trésorerie acquise	(14)	(7)		
Produit de la sortie d'actifs	—	45		
Paiement à la sortie d'actifs	—	—		
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles	471	786		

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 de nos raffineries et de l'usine de valorisation divisées par le nombre de barils de pétrole brut produits par nos activités en aval.

Raffinage au Canada

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2023				
	Base de calcul de 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 – Raffinage au Canada ²⁾
Produits des activités ordinaires	1 191	263	1 454	103	1 557
Marchandises achetées	964	233	1 197	66	1 263
Marge brute	227	30	257	37	294
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)	73,6	26,7	100,3		
Marge de raffinage (\$/b)	33,48	11,96	27,74		

1) Comprennent l'éthanol et les activités de transport ferroviaire.

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

(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 – Raffinage 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		

1) Comprennent les activités de production d'éthanol, les activités de transport ferroviaire et les activités liées aux points de vente et aux carburants commerciaux.

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

Exercice clos le 31 décembre 2023

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 ¹⁾	Total – Fabrication au Canada ²⁾
Produits des activités ordinaires	4 810	1 002	5 812	421	6 233
Marchandises achetées	3 890	744	4 634	285	4 919
Marge brute	920	258	1 178	136	1 314

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)	73,1	27,6	100,7
Marge de raffinage (\$/b)	34,48	25,58	32,04

1) *Comprennent l'éthanol et les activités de transport ferroviaire.*

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

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 ¹⁾	Total – Fabrication au Canada ²⁾
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) *Comprennent les activités de production d'éthanol, les activités de transport ferroviaire et les activités liées aux points de vente et aux carburants commerciaux.*

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

Raffinage aux États-Unis

(en millions de dollars)	Trimestres clos en				
	2023				2022
	T4	T3	T2	T1	T4
Produits des activités ordinaires ^{1), 2)}	6 847	7 853	6 064	5 629	6 530
Marchandises achetées ^{1), 2)}	6 625	6 467	5 364	4 898	5 669
Marge brute	222	1 386	700	731	861
Production de pétrole brut (kb/j)	478,8	555,9	442,5	359,2	379,0
Marge de raffinage (\$/b)	5,03	27,10	17,40	22,62	24,70

(en millions de dollars)	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Produits des activités ordinaires ^{1), 2)}	26 393	30 218
Marchandises achetées ^{1), 2)}	23 354	26 020
Marge brute	3 039	4 198
Production de pétrole brut (kb/j)	459,7	400 8
Marge de raffinage (\$/b)	18,12	28 70

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

2) *Les chiffres des périodes comparatives antérieures au troisième trimestre de 2023 tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 39 annexe aux états financiers consolidés de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.*

Charges d'amortissement et d'épuisement unitaires

Les charges d'amortissement et d'épuisement unitaires sont une mesure financière déterminée qui sert à calculer les charges d'amortissement et d'épuisement unitaires de production pour nos secteurs en amont. Nous définissons les charges d'amortissement et d'épuisement unitaires comme la somme de l'épuisement relatif à la production de pétrole brut et aux biens gaziers au sein des secteurs en amont et des coûts de mise hors service des actifs s'y rattachant divisée 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.

Sables bitumineux

Trimestre clos le 31 décembre 2023 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels						Total – Sables bitumineux
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ¹⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	
Chiffre d'affaires brut	1 312	1 447	357	778	3 894	2	3 896
Redevances	353	366	32	86	837	1	838
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	200	161	58	39	458	—	458
Activités d'exploitation	174	167	65	203	609	1	610
Prix net opérationnel	585	753	202	450	1 990	—	1 990
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	24
Marge d'exploitation	—	—	—	—	—	—	1 966

Trimestre clos le 31 décembre 2023 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels				Total – Sables bitumineux ³⁾
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾	
Chiffre d'affaires brut	3 896	2 329	156	96	6 477
Redevances	838	—	—	3	841
Marchandises achetées	—	—	156	70	226
Transport et fluidification	458	2 329	—	22	2 809
Activités d'exploitation	610	—	—	5	615
Prix net opérationnel	1 990	—	—	(4)	1 986
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	24	—	—	—	24
Marge d'exploitation	1 966	—	—	(4)	1 962

Trimestre clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels						Total – Sables bitumineux
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ¹⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	
Chiffre d'affaires brut	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

Trimestre clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels				Total – Sables bitumineux ^{3), 4)}
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources ⁴⁾	Autres ²⁾	
Chiffre d'affaires brut	3 706	2 415	422	110	6 653
Redevances	784	—	—	—	784
Marchandises achetées	—	—	422	94	516
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

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 aux annexes états financiers consolidés intermédiaires.

4) Les chiffres des périodes comparatives antérieures au troisième trimestre de 2023 tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 39 annexe aux états financiers consolidés de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

Exercice clos le 31 décembre 2023 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels						
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ¹⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	5 347	5 848	1 298	3 208	15 701	8	15 709
Redevances	1 136	1 556	74	285	3 051	5	3 056
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	819	572	215	153	1 759	—	1 759
Activités d'exploitation	782	729	294	884	2 689	9	2 698
Prix net opérationnel	2 610	2 991	715	1 886	8 202	(6)	8 196
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	17
Marge d'exploitation							8 179

Exercice clos le 31 décembre 2023 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Total – Sables bitumineux ³⁾
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾				
Chiffre d'affaires brut	15 709	8 907	1 199	377	—	—	26 192	
Redevances	3 056	—	—	3	—	—	3 059	
Marchandises achetées	—	—	—	258	—	—	1 457	
Transport et fluidification	1 759	8 907	—	108	—	—	10 774	
Activités d'exploitation	2 698	—	—	18	—	—	2 716	
Prix net opérationnel	8 196	—	—	(10)	—	—	8 186	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	17	—	—	—	—	—	17	
Marge d'exploitation	8 179	—	—	(10)	—	—	8 169	

Exercice clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels						
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ¹⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	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

Exercice clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Total – Sables bitumineux ^{3), 4)}
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources ⁴⁾	Autres ²⁾				
Chiffre d'affaires brut	19 609	10 307	4 409	358	—	—	34 683	
Redevances	4 482	—	—	11	—	—	4 493	
Marchandises achetées	—	—	—	309	—	—	4 718	
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	

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 aux annexes états financiers consolidés intermédiaires.

4) Les chiffres des périodes comparatives antérieures au troisième trimestre de 2023 tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 39 annexe aux états financiers consolidés de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

Hydrocarbures classiques

Trimestre clos le 31 décembre 2023 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels		Ajustements		Hydrocarbures classiques ²⁾
	Hydrocarbures classiques		Tierces sources	Autres ¹⁾	
Chiffre d'affaires brut	331		437	38	806
Redevances	27		—	—	27
Marchandises achetées	—		437	—	437
Transport et fluidification	54		—	24	78
Activités d'exploitation	141		—	5	146
Prix net opérationnel	109		—	9	118
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(5)		—	—	(5)
Marge d'exploitation	114		—	9	123

Trimestre clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars)	Base de calcul pour les prix nets opérationnels		Ajustements		Hydrocarbures classiques ^{2), 3)}
	Hydrocarbures classiques		Tierces sources ³⁾	Autres ¹⁾	
Chiffre d'affaires brut	555		563	35	1 153
Redevances	69		—	1	70
Marchandises achetées	—		563	—	563
Transport et fluidification	47		—	12	59
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

Exercice clos le 31 décembre 2023 (en millions de dollars)	Base de calcul pour les prix nets opérationnels		Ajustements		Hydrocarbures classiques ²⁾
	Hydrocarbures classiques		Tierces sources	Autres ¹⁾	
Chiffre d'affaires brut	1 390		1 695	188	3 273
Redevances	112		—	—	112
Marchandises achetées	—		1 695	—	1 695
Transport et fluidification	182		—	116	298
Activités d'exploitation	570		—	20	590
Prix net opérationnel	526		—	52	578
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(5)		—	—	(5)
Marge d'exploitation	531		—	52	583

Exercice clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars)	Base de calcul pour les prix nets opérationnels		Ajustements		Hydrocarbures classiques ^{2), 3)}
	Hydrocarbures classiques		Tierces sources ³⁾	Autres ¹⁾	
Chiffre d'affaires brut	2 238		2 023	178	4 439
Redevances	297		—	1	298
Marchandises achetées	—		2 023	—	2 023
Transport et fluidification	147		—	103	250
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

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 aux annexes états financiers consolidés intermédiaires.

3) Les chiffres des périodes comparatives antérieures au troisième trimestre de 2023 tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 39 annexe aux états financiers consolidés de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

Production extracôtère

	Base de calcul pour les prix nets opérationnels				Ajustements			Total – production extracôtère ³⁾
	Région de l'Atlantique	Chine	Indonésie ¹⁾	Total Asie-Pacifique	Total – production extracôtère	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾	Autres ²⁾	
Trimestre clos le 31 décembre 2023 (en millions de dollars)								
Chiffre d'affaires brut	168	346	91	437	605	(91)	—	514
Redevances	4	30	18	48	52	(18)	—	34
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	7	—	—	—	7	—	—	7
Activités d'exploitation	71	29	17	46	117	(15)	1	103
Prix net opérationnel	86	287	56	343	429	(58)	(1)	370
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	—	—
Marge d'exploitation	—	—	—	—	429	(58)	(1)	370
Trimestre clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars)								
Chiffre d'affaires brut	86	359	77	436	522	(77)	—	445
Redevances	1	20	27	47	48	(27)	—	21
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	3	—	—	—	3	—	—	3
Activités d'exploitation	48	24	17	41	89	(15)	10	84
Prix net opérationnel	34	315	33	348	382	(35)	(10)	337
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	—	—
Marge d'exploitation	—	—	—	—	382	(35)	(10)	337
Exercice clos le 31 décembre 2023 (en millions de dollars)								
Chiffre d'affaires brut	400	1 217	317	1 534	1 934	(317)	—	1 617
Redevances	15	84	74	158	173	(74)	—	99
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	16	—	—	—	16	—	—	16
Activités d'exploitation	239	111	58	169	408	(47)	23	384
Prix net opérationnel	130	1 022	185	1 207	1 337	(196)	(23)	1 118
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	—	—
Marge d'exploitation	—	—	—	—	1 337	(196)	(23)	1 118
Exercice clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars)								
Chiffre d'affaires brut	578	1 442	271	1 713	2 291	(271)	—	2 020
Redevances	(3)	80	116	196	193	(116)	—	77
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	15	—	—	—	15	—	—	15
Activités d'exploitation	175	99	51	150	325	(36)	29	318
Prix net opérationnel	391	1 263	104	1 367	1 758	(119)	(29)	1 610
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	—	—
Marge d'exploitation	—	—	—	—	1 758	(119)	(29)	1 610

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 dépenses liées au projet d'expansion de West White Rose.

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

Volumes de vente¹⁾

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

(en milliers de bep par jour)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	31 décembre	2022	31 décembre	2022
	2023		2023	
Sables bitumineux				
Foster Creek	192,6	184,7	187,4	189,4
Christina Lake	238,6	246,5	234,3	247,5
Sunrise	50,8	42,0	47,3	30,2
Autres – Sables bitumineux	123,4	118,5	120,5	118,7
Total – Sables bitumineux	605,4	591,7	589,5	585,8
Hydrocarbures classiques	123,8	125,5	119,9	127,2
Production extracôtière				
Région de l'Atlantique	15,0	7,3	9,6	11,3
Asie-Pacifique				
Chine	44,2	47,1	40,5	48,2
Indonésie	16,3	12,8	14,7	10,5
Total – Asie-Pacifique	60,5	59,9	55,2	58,7
Total – Production extracôtière	75,5	67,2	64,8	70,0
Ventes avant déduction de la consommation interne	804,7	784,4	774,2	783,0
Déduire : Consommation interne	(104,5)	(93,4)	(92,6)	(86,6)
Total – Volume des ventes en amont	700,2	691,0	681,6	696,4

1) Les volumes de vente ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats.

2) Représente les volumes de gaz naturel produits par le secteur Hydrocarbures classiques servant à la consommation interne par le secteur Sables bitumineux.

Modifications apportées aux résultats des périodes comparatives

Certaines données comparatives figurant dans les états consolidés des résultats et dans les informations sectorielles ont été modifiées en raison de modifications liées au classement.

Révisions relatives au classement

En septembre 2023, la société a apporté des modifications pour assurer le traitement cohérent des ventes intersectorielles et pour corriger l'élimination de ces transactions à la consolidation. Les modifications suivantes ont été apportées :

- Présentation des ventes intersectorielles du secteur Hydrocarbures classiques au montant brut, ce qui a donné lieu à un reclassement entre le chiffre d'affaires brut et les frais de transport et de fluidification.
- Présentation des ventes intersectorielles de charge d'alimentation des secteurs Sables bitumineux, Hydrocarbures classiques, et Raffinage aux États-Unis au montant net, ce qui a donné lieu à un reclassement entre le chiffre d'affaires brut et les marchandises achetées.

Des ajustements de compensation ont été apportés dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations. Les éléments ci-dessus sont sans incidence sur le résultat net, la marge d'exploitation, le résultat sectoriel, les flux de trésorerie ou la situation financière.

Nous avons également observé que l'élimination des ventes intersectorielles de diluants et de gaz naturel de même que les frais de transport s'y rattachant ont été comptabilisés au mauvais poste pour le secteur Activités non sectorielles et éliminations. Cet ajustement a donné lieu à la sous-évaluation des charges d'exploitation et à la surévaluation des marchandises achetées de même que des frais de transport et de fluidification aux états consolidés des résultats. Ces ajustements sont sans incidence sur le résultat net, la marge d'exploitation, le résultat sectoriel, les flux de trésorerie ou la situation financière.

Modification des secteurs à présenter

En septembre 2022, la société a conclu la cession de la majorité de son réseau de points de vente de carburant au détail. En décembre 2022, la direction a choisi de regrouper les activités restantes liées aux carburants commerciaux et les anciennes activités de vente de carburant au détail et de les inclure dans le secteur Raffinage au Canada. Les données des périodes comparatives ont fait l'objet d'un reclassement pour tenir compte de ce changement, qui est sans incidence sur le résultat net, les flux de trésorerie ou la situation financière.

Les tableaux qui suivent présentent le rapprochement des montants présentés antérieurement aux états consolidés des résultats et dans les informations sectorielles avec les montants révisés correspondants :

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2023 ¹⁾			Trimestre clos le 30 juin 2023 ²⁾		
	Montant publié	Révisions	Solde modifié	Montant publié	Révisions	Solde modifié
Secteur Sables bitumineux						
Chiffre d'affaires brut	5 911	(204)	5 707	6 556	(119)	6 437
Marchandises achetées	559	(204)	355	533	(119)	414
	<u>5 352</u>	<u>—</u>	<u>5 352</u>	<u>6 023</u>	<u>—</u>	<u>6 023</u>
Secteur Hydrocarbures classiques						
Chiffre d'affaires brut	1 031	6	1 037	615	5	620
Marchandises achetées	510	(27)	483	352	(15)	337
Transport et fluidification	48	33	81	46	20	66
	<u>473</u>	<u>—</u>	<u>473</u>	<u>217</u>	<u>—</u>	<u>217</u>
Secteur Raffinage aux États-Unis						
Chiffre d'affaires brut	5 860	(231)	5 629	6 198	(134)	6 064
Marchandises achetées	5 129	(231)	4 898	5 498	(134)	5 364
	<u>731</u>	<u>—</u>	<u>731</u>	<u>700</u>	<u>—</u>	<u>700</u>
Secteur Activités non sectorielles et éliminations						
Chiffre d'affaires brut	(1 925)	429	(1 496)	(2 092)	248	(1 844)
Marchandises achetées	(1 499)	479	(1 020)	(1 757)	287	(1 470)
Transport et fluidification	(141)	(134)	(275)	(109)	(98)	(207)
Charges d'exploitation	(231)	84	(147)	(185)	59	(126)
	<u>(54)</u>	<u>—</u>	<u>(54)</u>	<u>(41)</u>	<u>—</u>	<u>(41)</u>
Chiffres consolidés						
Marchandises achetées	5 792	17	5 809	5 709	19	5 728
Transport et fluidification	2 853	(101)	2 752	2 641	(78)	2 563
Charges d'exploitation	1 552	84	1 636	1 541	59	1 600
	<u>10 197</u>	<u>—</u>	<u>10 197</u>	<u>9 891</u>	<u>—</u>	<u>9 891</u>

1) Inclut des révisions apportées au chiffre d'affaires brut et aux marchandises achetées à hauteur de 204 M\$ dans le secteur Sables bitumineux, de 27 M\$ dans le secteur Hydrocarbures classiques et de 231 M\$ dans le secteur Raffinage aux États-Unis relativement aux ventes de charge d'alimentation entre ces secteurs résultant de l'évolution des besoins de volume sur une base nette, un ajustement correspondant ayant été apporté au secteur Activités non sectorielles et éliminations.

2) Inclut des révisions apportées au chiffre d'affaires brut et aux marchandises achetées à hauteur de 119 M\$ pour le secteur Sables bitumineux, de 15 M\$ pour le secteur Hydrocarbure classiques et de 134 M\$ pour le secteur Raffinage aux États-Unis en raison des facteurs susmentionnés, un ajustement correspondant ayant été apporté au secteur Activités non sectorielles et éliminations.

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2022				Trimestre clos le 30 juin 2022			
	Montant présenté antérieurement	Révisions	Regroupement de secteurs	Solde modifié	Montant présenté antérieurement	Révisions	Regroupement de secteurs	Solde modifié
Hydrocarbures classiques								
Chiffre d'affaires brut	1 112	25	—	1 137	1 079	34	—	1 113
Transport et fluidification	34	25	—	59	34	34	—	68
	1 078	—	—	1 078	1 045	—	—	1 045
Raffinage aux Canada								
Chiffre d'affaires brut	1 044	—	563	1 607	1 521	—	724	2 245
Marchandises achetées	804	2	529	1 335	1 296	(2)	686	1 980
Transport et fluidification	2	(2)	—	—	(2)	2	—	—
Charges d'exploitation	124	—	27	151	180	—	31	211
Amortissement et épusement	42	—	8	50	64	—	8	72
	72	—	(1)	71	(17)	—	(1)	(18)
Ventes								
Chiffre d'affaires brut	694	—	(694)	—	849	—	(849)	—
Marchandises achetées	660	—	(660)	—	811	—	(811)	—
Charges d'exploitation	27	—	(27)	—	31	—	(31)	—
Amortissement et épusement	8	—	(8)	—	8	—	(8)	—
	(1)	—	1	—	(1)	—	1	—
Activités non sectorielles et éliminations								
Chiffre d'affaires brut	(1 761)	(25)	131	(1 655)	(1 782)	(34)	125	(1 691)
Marchandises achetées	(1 282)	39	131	(1 112)	(1 111)	69	125	(917)
Transport et fluidification	(221)	(110)	—	(331)	(188)	(145)	—	(333)
Charges d'exploitation	(267)	46	—	(221)	(395)	42	—	(353)
	9	—	—	9	(88)	—	—	(88)
Chiffres consolidés								
Marchandises achetées	7 482	41	—	7 523	9 396	67	—	9 463
Transport et fluidification	2 975	(87)	—	2 888	3 048	(109)	—	2 939
Charges d'exploitation	1 287	46	—	1 333	1 481	42	—	1 523
	11 744	—	—	11 744	13 925	—	—	13 925

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2022				Trimestre clos le 31 décembre 2022		
	Montant présenté antérieurement	Révisions	Regroupement de secteurs	Solde modifié	Montant présenté antérieurement	Révisions	Solde modifié
Sables bitumineux							
Chiffre d'affaires brut	8 778	(14)	—	8 764	6 731	(78)	6 653
Marchandises achetées	1 933	(14)	—	1 919	594	(78)	516
	6 845	—	—	6 845	6 137	—	6 137
Hydrocarbures classiques							
Chiffre d'affaires brut	1 010	26	—	1 036	1 131	22	1 153
Transport et fluidification	38	26	—	64	37	22	59
	972	—	—	972	1 094	—	1 094
Raffinage aux Canada							
Chiffre d'affaires brut	1 478	—	690	2 168	1 772	—	1 772
Marchandises achetées	1 092	3	655	1 750	1 324	—	1 324
Transport et fluidification	3	(3)	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	134	—	38	172	170	—	170
Amortissement et épuisement	37	—	5	42	44	—	44
	212	—	(8)	204	234	—	234
Ventes							
Chiffre d'affaires brut	881	—	(881)	—	—	—	—
Marchandises achetées	846	—	(846)	—	—	—	—
Charges d'exploitation	38	—	(38)	—	—	—	—
Amortissement et épuisement	5	—	(5)	—	—	—	—
	(8)	—	8	—	—	—	—
Raffinage aux États-Unis							
Chiffre d'affaires brut	8 719	(14)	—	8 705	6 608	(78)	6 530
Marchandises achetées	7 944	(14)	—	7 930	5 747	(78)	5 669
	775	—	—	775	861	—	861
Activités non sectorielles et éliminations							
Chiffre d'affaires brut	(2 619)	2	191	(2 426)	(1 749)	134	(1 615)
Marchandises achetées	(2 267)	65	191	(2 011)	(1 320)	168	(1 152)
Transport et fluidification	(119)	(128)	—	(247)	(136)	(128)	(264)
Charges d'exploitation	(256)	65	—	(191)	(352)	94	(258)
	23	—	—	23	59	—	59
Chiffres consolidés							
Marchandises achetées	10 012	40	—	10 052	6 908	12	6 920
Transport et fluidification	2 684	(105)	—	2 579	2 826	(106)	2 720
Charges d'exploitation	1 439	65	—	1 504	1 362	94	1 456
	14 135	—	—	14 135	11 096	—	11 096

(en millions de dollars)	Exercice clos le 31 décembre 2022		
	Montant présenté antérieurement	Révisions	Solde modifié
Sables bitumineux			
Chiffre d'affaires brut	34 775	(92)	34 683
Marchandises achetées	4 810	(92)	4 718
	<u>29 965</u>	<u>—</u>	<u>29 965</u>
Hydrocarbures classiques			
Chiffre d'affaires brut	4 332	107	4 439
Transport et fluidification	143	107	250
	<u>4 189</u>	<u>—</u>	<u>4 189</u>
Raffinage aux États-Unis			
Chiffre d'affaires brut	30 310	(92)	30 218
Marchandises achetées	26 112	(92)	26 020
	<u>4 198</u>	<u>—</u>	<u>4 198</u>
Activités non sectorielles et éliminations			
Chiffre d'affaires brut	(7 464)	77	(7 387)
Marchandises achetées	(5 533)	341	(5 192)
Transport et fluidification	(664)	(511)	(1 175)
Charges d'exploitation	(1 270)	247	(1 023)
	<u>3</u>	<u>—</u>	<u>3</u>
Chiffres consolidés			
Marchandises achetées	33 801	157	33 958
Transport et fluidification	11 530	(404)	11 126
Charges d'exploitation	5 569	247	5 816
	<u>50 900</u>	<u>—</u>	<u>50 900</u>

(en millions de dollars)	Exercice clos le 31 décembre 2021			
	Montant présenté antérieurement	Révisions	Regroupement de secteurs	Solde modifié
Hydrocarbures classiques				
Chiffre d'affaires brut	3 235	81	—	3 316
Transport et fluidification	74	81	—	155
	3 161	—	—	3 161
Raffinage au Canada				
Chiffre d'affaires brut	4 472	—	1 743	6 215
Marchandises achetées	3 552	—	1 604	5 156
Charges d'exploitation	388	—	98	486
Amortissement et épuisement	167	—	59	226
	365	—	(18)	347
Vente				
Chiffre d'affaires brut	2 158	—	(2 158)	—
Marchandises achetées	2 019	—	(2 019)	—
Charges d'exploitation	98	—	(98)	—
Amortissement et épuisement	59	—	(59)	—
	(18)	—	18	—
Activités non sectorielles et éliminations				
Chiffre d'affaires brut	(5 706)	(81)	415	(5 372)
Marchandises achetées	(4 259)	163	415	(3 681)
Transport et fluidification	(676)	(363)	—	(1 039)
Charges d'exploitation	(783)	119	—	(664)
	12	—	—	12
Chiffres consolidés				
Marchandises achetées	23 326	163	—	23 489
Transport et fluidification	8 038	(282)	—	7 756
Charges d'exploitation	4 716	119	—	4 835
	36 080	—	—	36 080