



Cenovus Energy Inc.

Rapport de gestion (non audité)

Pour la période close le 31 mars 2024

(en dollars canadiens)

RAPPORT DE GESTION



Pour la période close le 31 mars 2024

APERÇU DE CENOVUS	3
APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE	4
RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS	7
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	12
PERSPECTIVES	15
SECTEURS À PRÉSENTER	17
SECTEURS EN AMONT	17
SABLES BITUMINEUX	17
HYDROCARBURES CLASSIQUES	22
PRODUCTION EXTRACÔTIÈRE	24
SECTEURS EN AVAL	27
RAFFINAGE AU CANADA	27
RAFFINAGE AUX ÉTATS-UNIS	29
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	32
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	34
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE	39
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	39
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE	40
MISE EN GARDE	40
ABRÉVIATIONS ET DÉFINITIONS	44
MESURES FINANCIÈRES DÉTERMINÉES	45
Modifications apportées aux résultats des périodes comparatives	51

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, les participations qu'elle ou ses filiales détiennent directement ou indirectement ainsi que les partenariats conclus par elle ou ses filiales), daté du 30 avril 2024, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 31 mars 2024 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires »), les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2023 et les notes annexes (les « états financiers consolidés ») et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2023 (le « rapport de gestion annuel »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 30 avril 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 30 avril 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 intermédiaires 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 ») publiées par l'International Accounting Standards Board (les « normes comptables IFRS »). Les volumes de production sont présentés avant déduction des redevances. Se reporter à la rubrique « Abréviations et définitions » 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.

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 rigoureuse 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, de réinvestir dans notre entreprise et de diversifier 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.

Nos activités

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 en vue de la 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.
- **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 par l'intermédiaire de WRB Refining LP (« WRB »). 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.

Activités non sectorielles et éliminations

- **Activités non sectorielles et éliminations**, qui comprend 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.

APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE

Au cours du premier trimestre de 2024, les actifs des secteurs Sables bitumineux et Raffinage au Canada ont réalisé une solide performance opérationnelle, et la performance du secteur Raffinage aux États-Unis s'est améliorée. Les prix de référence du pétrole brut sont demeurés élevés comparativement à ceux du quatrième trimestre de 2023, tandis que les marges de craquage 3-2-1 sur le marché à Chicago ont été volatiles durant le trimestre, mais ont surpassé celles du quatrième trimestre de 2023 de 32 % en moyenne. La bonne performance opérationnelle conjuguée aux prix de référence élevés ont donné lieu à de bons résultats financiers.

- **Nous avons réalisé l'objectif figurant en tête de nos priorités.** Nous avons assuré une exploitation sécuritaire de toutes nos activités, et nous continuons de mettre tout en œuvre pour améliorer continuellement notre bilan en matière de sécurité. La sécurité demeure notre priorité absolue.
- **Nos activités en amont ont généré un bon rendement.** La production en amont s'est établie en moyenne à 800,9 milliers de barils d'équivalent de pétrole par jour au premier trimestre, comparativement à 808,6 milliers de barils d'équivalent de pétrole par jour au quatrième trimestre de 2023. Les actifs de production par méthode thermique de Lloydminster ont affiché un bon rendement, grâce à une plus grande fiabilité attribuable à la réussite de notre programme de réaménagement. Dans le gisement White Rose de la région de l'Atlantique, la production a été suspendue à la fin de décembre 2023, dans le cadre du projet de prolongement de la durée d'utilité du navire de production, de stockage et de déchargement (« NPSD ») SeaRose, et les opérations d'entretien des coques ont été amorcées. Cette baisse de la production a été compensée en partie par la production à Terra Nova attribuable à la remise en production du NPSD en novembre 2023.
- **Nos actifs du secteur Raffinage au Canada ont affiché une solide performance opérationnelle.** La production unitaire de pétrole brut de nos actifs de Raffinage au Canada s'est établie à 104,1 milliers de barils par jour, en hausse de 3,8 milliers de barils par jour par rapport au quatrième trimestre de 2023. La production totale s'est établie à 116,2 milliers de barils par jour, en hausse de 2,9 milliers de barils par jour par rapport au quatrième trimestre de 2023. Le taux d'utilisation du pétrole brut par le secteur Raffinage au Canada s'est établi à 94 % (91 % au quatrième trimestre de 2023).
- **Nos actifs du secteur Raffinage aux États-Unis ont produit un meilleur rendement.** La production unitaire de pétrole brut de nos actifs de Raffinage aux États-Unis s'est établie à 551,1 milliers de barils par jour pour le trimestre, en hausse de 72,3 milliers de barils par jour par rapport au quatrième trimestre de 2023. La production totale de produits raffinés de ce secteur a augmenté de 71,8 milliers de barils par jour pour s'établir à 585,9 milliers de barils par jour. Le taux d'utilisation du pétrole brut par le secteur Raffinage aux États-Unis s'est établi à 87 %, en hausse par rapport à 75 % au quatrième trimestre de 2023.

- **Nous avons obtenu de solides résultats financiers.** Le résultat net a augmenté pour s'établir à 1,2 G\$, comparativement à 743 M\$ au quatrième trimestre de 2023. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont augmenté pour s'établir à 2,2 G\$, comparativement à 2,1 G\$, en raison surtout de l'amélioration des prix de référence des produits raffinés et de la bonne performance opérationnelle. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont chiffrés à 1,9 G\$, en baisse par rapport à 2,9 G\$ au quatrième trimestre de 2023, alors que la hausse de la marge d'exploitation a été plus qu'annulée par les variations du fonds de roulement hors trésorerie.
- **Nous progressons vers notre de dette nette cible.** Nous nous rapprochons de notre cible de dette nette de 4,0 G\$. La dette nette se chiffrait à 4,8 G\$ au 31 mars 2024, comparativement à 5,1 G\$ au 31 décembre 2023.
- **Importants rendements en numéraire pour nos actionnaires.** Nous avons versé 436 M\$ à nos actionnaires au moyen du rachat de 7,4 millions d'actions ordinaires totalisant 165 M\$, dans le cadre de notre offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique ») et du versement d'un montant de 271 M\$ par l'intermédiaire de dividendes de base sur les actions ordinaires et de dividendes sur les actions privilégiées. Le 30 avril 2024, le conseil d'administration a déclaré un dividende de base pour le deuxième trimestre de 0,180 \$ par action ordinaire, soit une augmentation de 29 % comparativement au dividende pour le premier trimestre déclaré en février 2024, ainsi qu'un dividende variable de 0,135 \$ par action ordinaire.
- **Nous avons atteint nos objectifs en matière de notation financière.** Nous avons obtenu une notation se situant au niveau médian des notations de catégorie BBB auprès de toutes les agences de notation, à la suite du relèvement de la notation de Cenovus à BBB avec perspective stable par S&P Global le 18 mars 2024. Ce relèvement de notation est attribuable à la réduction de notre dette, à nos antécédents en matière de politique financière ainsi qu'à notre dynamisme opérationnel.
- **Nous avons amorcé les dépôts réglementaires liés à l'initiative Alliances Nouvelles voies.** Le 22 mars 2024, l'Alliance nouvelle voie a annoncé qu'elle avait amorcé le dépôt des demandes réglementaires auprès de l'Alberta Energy Regulator en vue de proposer un réseau de transport et un centre de captage et de stockage du carbone. Le projet proposé serait l'un des plus importants réseaux de captage du carbone au monde et jouerait un rôle important pour aider le Canada à progresser sur la voie de l'atteinte de ses objectifs en matière de carboneutralité.

Aperçu des résultats trimestriels

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2024	2023				2022			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Volumes de production en amont¹⁾ (kbep/j)	800,9	808,6	797,0	729,9	779,0	806,9	777,9	761,5	798,6
Production unitaire de pétrole brut²⁾ (kb/j)	655,2	579,1	664,3	537,8	457,9	473,3	533,5	457,3	501,8
Volumes de production en aval²⁾ (kb/j)	702,1	627,4	706,0	571,9	487,7	506,3	572,6	482,1	538,0
Produits des activités ordinaires	13 397	13 134	14 577	12 231	12 262	14 063	17 471	19 165	16 198
Marge d'exploitation³⁾	3 191	2 151	4 369	2 400	2 102	2 782	3 339	4 678	3 464
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 925	2 946	2 738	1 990	(286)	2 970	4 089	2 979	1 365
Fonds provenant de l'exploitation ajustés³⁾	2 242	2 062	3 447	1 899	1 395	2 346	2 951	3 098	2 583
Par action – de base ³⁾ (\$)	1,20	1,10	1,82	1,00	0,73	1,22	1,53	1,57	1,30
Par action – dilué ³⁾ (\$)	1,19	1,09	1,81	0,98	0,71	1,19	1,49	1,53	1,27
Dépenses d'investissement	1 036	1 170	1 025	1 002	1 101	1 274	866	822	746
Fonds provenant de l'exploitation disponibles³⁾	1 206	892	2 422	897	294	1 072	2 085	2 276	1 837
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles³⁾	832	471	1 989	505	(499)	786	1 756	2 020	2 615
Résultat net	1 176	743	1 864	866	636	784	1 609	2 432	1 625
Par action – de base (\$)	0,62	0,39	0,98	0,45	0,33	0,40	0,83	1,23	0,81
Par action – dilué (\$)	0,62	0,39	0,97	0,44	0,32	0,39	0,81	1,19	0,79
Total de l'actif	54 994	53 915	54 427	53 747	54 000	55 869	55 086	55 894	55 655
Total des passifs à long terme	18 884	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	7 227	7 108	7 224	8 534	8 681	8 691	8 774	11 228	11 744
Dettes nettes	4 827	5 060	5 976	6 367	6 632	4 282	5 280	7 535	8 407
Rendement en numéraire pour les actionnaires	436	731	1 225	584	258	807	873	1 233	544
Actions ordinaires – dividendes de base	262	261	264	265	200	201	205	207	69
Dividendes de base par action ordinaire (\$)	0,140	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	165	350	361	310	40	387	659	1 018	466
Versement lié au rachat de bons de souscription	—	111	600	—	—	—	—	—	—
Dividendes sur actions privilégiées	9	9	—	9	18	—	9	8	9

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

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

3) 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.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats d'exploitation – Secteurs en amont

	Trimestres clos les 31 mars		
	2024	Variation (%)	2023
Volumes de production en amont, par secteur¹⁾ (kbep/j)			
Sables bitumineux	615,3	4	589,5
Hydrocarbures classiques	120,7	(3)	123,9
Production extracôtière	64,9	(1)	65,6
Total – volumes de production	800,9	3	779,0
Volumes de production en amont, par produit			
Bitume (kb/j)	595,4	4	570,7
Pétrole brut lourd (kb/j)	17,9	7	16,8
Pétrole brut léger (kb/j)	12,5	(18)	15,3
LGN (kb/j)	32,4	(3)	33,4
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	855,8	—	857,0
Total – volumes de production (kbep/j)	800,9	3	779,0

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.

La production totale en amont a augmenté de 21,9 milliers de bep par jour au premier trimestre de 2024, comparativement à 2023, en raison des facteurs suivants :

- les bons résultats attribuables à l'optimisation des puits de nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster et Sunrise;
- la réussite du programme de réaménagement de 2023 à nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster;
- le redémarrage de la production du NPSD à Terra Nova à la fin novembre 2023.

Ces augmentations ont été en partie annulées par :

- la suspension de la production du NPSD SeaRose dans le cadre du projet de prolongement de sa durée d'utilité; nous prévoyons reprendre la production au gisement White Rose vers la fin du troisième trimestre de 2024.

Sommaire des résultats d'exploitation – Secteurs en aval

	Trimestres clos les 31 mars		
	2024	Variation (%)	2023
Production unitaire de pétrole brut en aval, par secteur (kb/j)			
Raffinage au Canada	104,1	5	98,7
Raffinage aux États-Unis	551,1	53	359,2
Total de la production unitaire de pétrole brut	655,2	43	457,9
Volumes de production en aval, par secteur¹⁾ (kb/j)			
Raffinage au Canada	116,2	3	112,9
Raffinage aux États-Unis	585,9	56	374,8
Total de la production en aval	702,1	44	487,7

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 fonctionné de façon fiable au premier trimestre de 2024, le taux d'utilisation du pétrole brut à l'usine de valorisation de Lloydminster (l'« usine de valorisation ») et à la raffinerie de Lloydminster s'étant chiffré en moyenne à 94 % (89 % en 2023). L'amélioration de la performance d'un exercice à l'autre est attribuable à une exploitation constante durant le trimestre, comparativement à l'incidence du temps froid et d'interruptions de service à l'usine de valorisation au début du premier trimestre de 2023.

Dans notre secteur Raffinage aux États-Unis, la production unitaire de pétrole brut a augmenté de 191,9 milliers de barils par jour en raison des facteurs suivants :

- l'atteinte d'un taux d'utilisation du pétrole brut de 87 % (67 % en 2023);
- la production d'un trimestre complet pour les raffineries de Toledo et de Superior;
- les conditions de marché favorables depuis la fin de janvier pour les raffineries de Wood River et de Borger, conjuguées à des travaux de révision planifiés et des interruptions de service non planifiées à ces deux raffineries en 2023.

Ces augmentations ont été en partie annulées par :

- la contraction de la production unitaire de pétrole brut à nos raffineries aux États-Unis afin d'optimiser les marges, en raison de la baisse marquée des prix de référence des produits raffinés au début du trimestre;
- une interruption de service non planifiée à la raffinerie de Lima;
- une interruption planifiée de l'alimentation en hydrogène par un tiers ayant eu une incidence sur la production unitaire de pétrole brut à la raffinerie de Toledo;
- une interruption de service non planifiée causée par un gel hivernal ayant réduit la production unitaire de pétrole brut et la production de produits raffinés à la raffinerie de Superior.

Sommaire des résultats financiers consolidés

Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires ont augmenté de 13,4 G\$ par rapport à ceux du premier trimestre de 2023, en raison surtout de l'augmentation de la production de pétrole brut et de la hausse des prix de référence du pétrole brut fluidifié ayant eu une incidence sur notre secteur Sables bitumineux, ainsi qu'en raison de l'augmentation de la production de nos actifs en aval attribuable en grande partie au redémarrage des raffineries de Toledo et de Superior. Cette augmentation a été annulée en partie par la baisse des prix du gaz naturel, du pétrole brut synthétique et des produits raffinés.

Marge d'exploitation

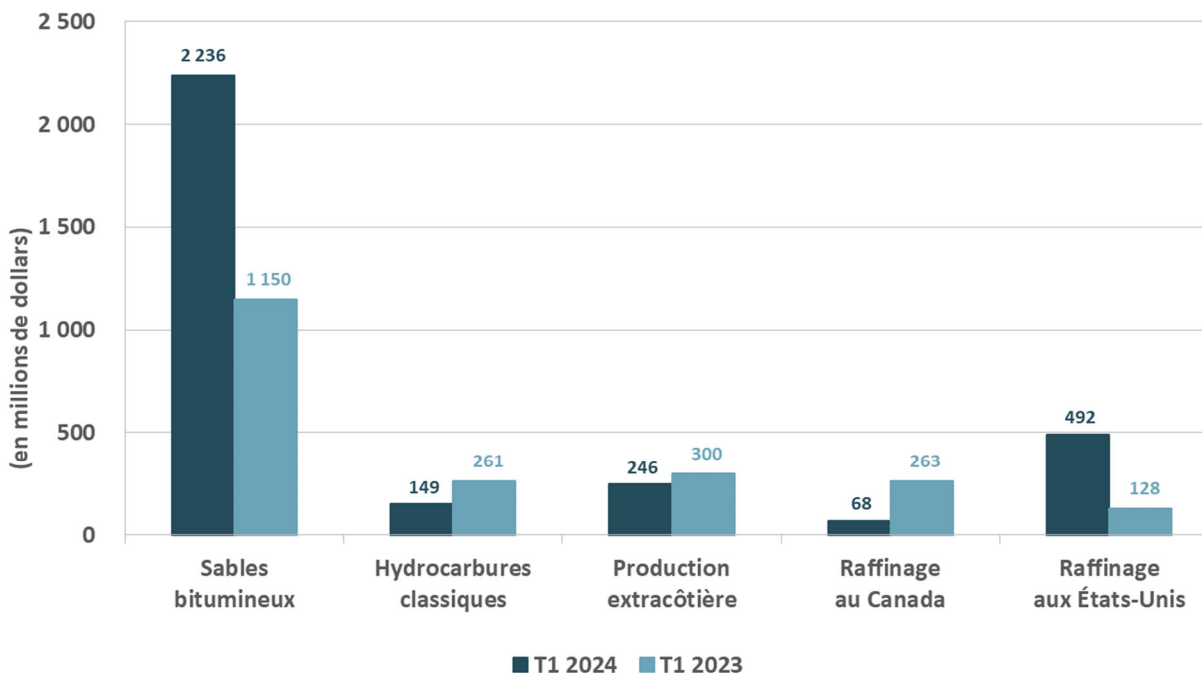
La marge d'exploitation est une mesure financière hors PCGR qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'une période à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie de nos actifs.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Chiffre d'affaires brut ¹⁾	16 431	14 354
Redevances	(747)	(596)
Produits des activités ordinaires	15 684	13 758
Charges		
Marchandises achetées ¹⁾	7 990	6 829
Transport et fluidification ¹⁾	2 811	3 027
Charges d'exploitation	1 685	1 783
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	7	17
Marge d'exploitation	3 191	2 102

1) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 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

Trimestres clos les 31 mars 2024 et 2023



La marge d'exploitation a augmenté de 1,1 G\$, comparativement à celle de la période correspondante de 2023, pour s'établir à 3,2 G\$ au premier trimestre de 2024, principalement en raison des facteurs suivants :

- l'augmentation de la production de pétrole brut et la hausse des prix de référence du pétrole brut ayant eu une incidence sur notre secteur Sables bitumineux;
- l'augmentation de la production de produits raffinés aux raffineries de Toledo et de Superior attribuable à l'exploitation pendant le trimestre complet;
- la comptabilisation de l'avantage attribuable à l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans la raffinerie de Toledo auprès de bp Products North America Inc. (l'« acquisition de Toledo »), ce qui nous permet de mieux utiliser les ressources existantes à l'échelle de notre portefeuille américain dans le but d'améliorer la gamme de produits.

Cette augmentation a été en partie annulée par :

- la baisse des prix de référence du gaz naturel ayant eu une incidence sur notre secteur Hydrocarbures classiques;
- la baisse des volumes de vente pour le secteur Production extracôtière;
- la baisse de la marge d'exploitation de notre secteur Raffinage au Canada, en raison surtout de la diminution de l'écart de valorisation, qui s'est établi à 19,31 \$ par baril;
- la baisse des marges de craquage ayant eu une incidence sur notre secteur Raffinage aux États-Unis.

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

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 925	(286)
(Ajouter) déduire :		
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(48)	(48)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(269)	(1 633)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	2 242	1 395

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont augmenté au premier trimestre de 2024, comparativement à 2023. Cette augmentation s'explique essentiellement par la hausse de la marge d'exploitation en 2024, mentionnée plus haut, ainsi que par la variation du fonds de roulement hors trésorerie. La variation nette du fonds de roulement hors trésorerie en 2024 est une variation négative de 269 M\$, qui s'explique surtout par la hausse des comptes débiteurs, des comptes créditeurs et des stocks attribuable à la hausse des prix du pétrole brut et des produits raffinés. Au premier trimestre de 2023, la variation du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'exploitation avait été une diminution de 1,6 G\$, en raison surtout du paiement d'un passif d'impôt de 1,2 G\$ durant ce trimestre.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont été plus élevés au premier trimestre de 2024, comparativement à 2023, en raison surtout de la hausse de la marge d'exploitation, annulée en partie par l'augmentation des coûts au titre des primes d'intéressement à long terme versées au cours du trimestre et de la hausse de la charge d'impôt exigible.

Résultat net

Le résultat net du premier trimestre de 2024 s'est établi à 1,2 G\$, comparativement à 636 M\$ en 2023. Cette hausse est principalement attribuable à l'augmentation de la marge d'exploitation, mentionnée plus haut, et à un profit sur la sortie d'actifs, annulés en partie par l'augmentation de la charge d'impôt et des frais généraux et frais d'administration.

Dettes nettes

(en millions de dollars)	31 mars 2024	31 décembre 2023
Emprunts à court terme	—	179
Partie non courante de la dette à long terme	7 227	7 108
Dettes totales	7 227	7 287
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(2 400)	(2 227)
Dettes nettes	4 827	5 060

La dette nette a diminué de 233 M\$ depuis le 31 décembre 2023, en raison essentiellement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 1,9 G\$, annulés en partie par des dépenses d'investissement de 1,0 G\$, des rendements en numéraire pour les actionnaires de 436 M\$ et la dépréciation du dollar canadien ayant eu une incidence sur notre dette libellée en dollars américains. 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)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Secteurs en amont		
Sables bitumineux	647	635
Hydrocarbures classiques	126	141
Production extracôtière	159	100
Total en amont	932	876
Secteurs en aval		
Raffinage au Canada	31	27
Raffinage aux États-Unis	67	194
Total en aval	98	221
Activités non sectorielles et éliminations	6	4
Total des dépenses d'investissement	1 036	1 101

1) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles et aux actifs de prospection et d'évaluation ainsi que les intérêts incorporés. Ne comprend pas les dépenses en immobilisations liées à la coentreprise HCML.

Les dépenses d'investissement au premier trimestre de 2024 sont essentiellement liées aux éléments suivants :

- 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, le raccordement de Narrows Lake à Christina Lake et d'autres projets de maintien à Foster Creek, aux actifs de production par méthode thermique de Lloydminster et à Sunrise;
- la progression du projet West White Rose dans la région de l'Atlantique;
- les activités de forage et d'achèvement ainsi que les projets d'infrastructures dans le secteur Hydrocarbures classiques;
- les activités de maintien de nos actifs de raffinage en exploitation et dans le cadre de nos projets liés à la fiabilité à nos raffineries non exploitées de Wood River et de Borger.

Activités de forage

Trimestres clos les 31 mars	Nombre net de puits d'exploration stratigraphique et de puits d'observation		Nombre net de puits productifs ¹⁾	
	2024	2023	2024	2023
Foster Creek	82	87	7	3
Christina Lake	58	53	1	3
Sunrise	40	38	—	—
Production par méthode thermique à Lloydminster	—	1	3	—
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	—	1	2	3
Autres	—	3	—	—
	180	183	13	9

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

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)	Trimestre clos le 31 mars 2024			Trimestre clos le 31 mars 2023		
	Forés	Achevés	Raccordés	Forés	Achevés	Raccordés
Hydrocarbures classiques	16	11	5	14	15	16

Aucun puits n'a été foré ou achevé dans le secteur Production extracôtière au premier trimestre de 2024 (un puits de mise en valeur (0,4 puits net) foré et achevé en 2023 au gisement MAC en Indonésie).

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)	T1 2024	Variation (%)	T1 2023	T4 2023
Brent daté	83,24	2	81,27	84,05
WTI	76,96	1	76,13	78,32
Écart Brent daté-WTI	6,28	22	5,14	5,73
WCS à Hardisty	57,65	12	51,36	56,43
Écart WTI - WCS	19,31	(22)	24,77	21,89
WCS à Hardisty (\$ CA/b)	77,77	12	69,44	76,95
WCS à Nederland	69,89	12	62,49	71,59
Écart WTI - WCS à Nederland	7,07	(48)	13,64	6,73
Condensats (C5 à Edmonton)	72,78	(9)	79,87	76,24
Écart WTI - condensats (positif) négatif	(4,18)	(212)	3,74	(2,08)
Écart WCS à Hardisty - condensats (positif) négatif	15,13	(47)	28,51	19,81
Condensats (\$ CA/b)	98,18	(9)	107,95	103,90
Pétrole synthétique à Edmonton	69,42	(11)	78,18	78,64
Écart WTI - pétrole synthétique (positif) négatif	(7,54)	(468)	2,05	0,32
Pétrole synthétique à Edmonton (\$ CA/b)	93,65	(11)	105,67	107,21
Prix des produits raffinés				
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	89,48	(10)	99,82	83,72
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	104,27	(10)	115,39	107,24
Prix de référence – raffinage				
Chicago – marges de craquage 3-2-1 ²⁾	17,45	(40)	28,88	13,24
Groupe 3 – marges de craquage 3-2-1 ²⁾	17,50	(44)	31,35	18,55
Numéros d'identification renouvelables (« NIR »)	3,68	(55)	8,20	4,77
Prix du gaz naturel				
AECO ³⁾ (\$ CA/kpi ³)	2,50	(22)	3,22	2,30
NYMEX ⁴⁾ (\$ US/kpi ³)	2,24	(35)	3,42	2,88
Taux de change				
Taux moyen \$ US/\$ CA	0,741	—	0,739	0,734
Taux de clôture \$ US/\$ CA	0,738	—	0,739	0,756
Taux moyen yuan/\$ CA	5,330	5	5,059	5,304

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

4) Indice mensuel du gaz naturel au New York Mercantile Exchange (« NYMEX »).

Prix de référence du pétrole brut et des condensats

Au premier trimestre de 2024, les prix de référence du pétrole brut, soit le Brent et le WTI, ont augmenté légèrement par rapport à ceux du premier trimestre de 2023 et sont demeurés relativement stables par rapport à ceux du quatrième trimestre de 2023. L'offre et la demande de pétrole brut à l'échelle mondiale a été relativement équilibrée depuis le début de 2023, la prolongation des réductions de la production des pays de l'OPEP+ ayant compensé l'augmentation de la production d'autres pays et soutenu les prix. L'incertitude géopolitique découlant du conflit entre la Russie et l'Ukraine est toujours la menace géopolitique immédiate la plus importante pour les prix du pétrole brut et des produits raffinés. Divers autres événements géopolitiques, notamment les conflits touchant Israël et la bande de Gaza, la mer Rouge, le Venezuela et le Guyana, ont contribué à la volatilité au premier trimestre de 2024, mais ont eu une incidence limitée sur le marché mondial du pétrole jusqu'à maintenant.

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 plusieurs de nos biens pétroliers.

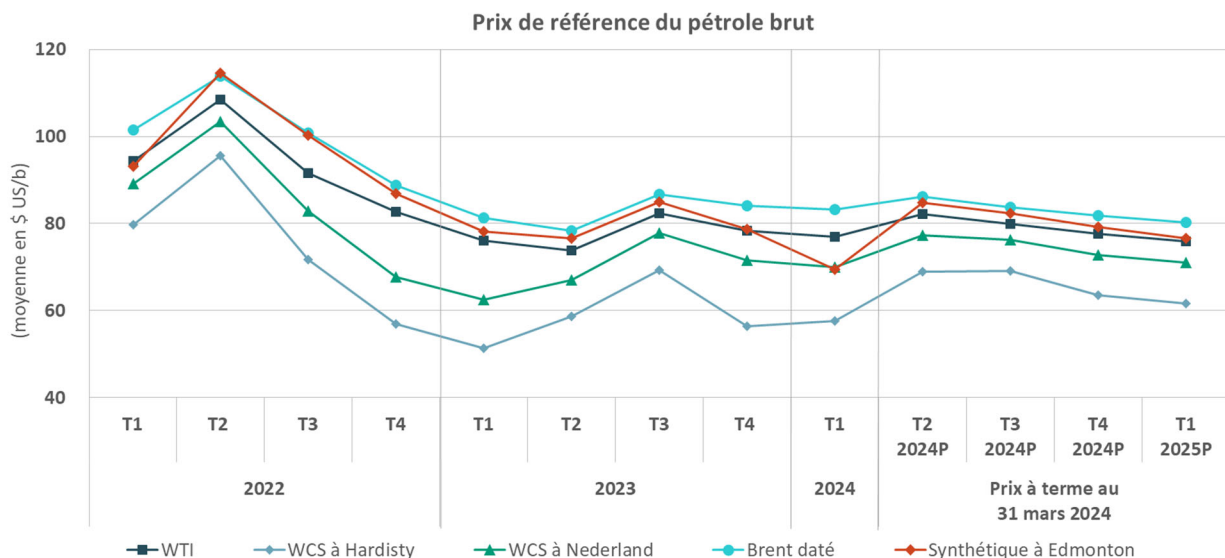
Le prix obtenu pour notre pétrole brut de l'Atlantique et nos LGN de l'Asie-Pacifique est établi essentiellement en fonction du prix du Brent. L'écart Brent-WTI s'est élargi au cours du premier trimestre de 2024 comparativement au premier et au quatrième trimestre de 2023, ce qui reflète les coûts de transport quelque peu élevés.

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. Au premier trimestre de 2024, l'écart moyen WTI-WCS à Hardisty s'est rétréci comparativement à celui au premier trimestre de 2023, principalement en raison de la diminution de l'écart lié à la qualité. Au premier trimestre de 2023, l'écart entre le prix du pétrole léger et celui du pétrole lourd était important, 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 sur le marché ainsi que de la volatilité des prix des produits raffinés. La diminution de l'offre de pétrole brut moyen et lourd à l'échelle mondiale, en raison des réductions de production des pays de l'OPEP+, de l'augmentation de la capacité de transformation du pétrole brut lourd ont entraîné une diminution de l'écart lié à la qualité. La production élevée en Alberta s'est traduite par des exportations atteignant presque la pleine capacité pipelinère ou surpassant ce niveau au premier trimestre de 2024. Toutefois, cette tendance a eu une incidence minimale sur l'écart par rapport au WCS, en glissement annuel. Comme prévu, la mise en service du nouveau tronçon du pipeline Trans Mountain en 2024 a pour effet de rétrécir l'écart entre le WTI et le WCS.

Le WCS à Nederland est un prix de référence du pétrole lourd pour la vente de nos produits sur la côte américaine du golfe du Mexique. L'écart entre le WTI et le WCS à Nederland est représentatif de l'écart lié à la qualité du pétrole lourd et est tributaire de la capacité mondiale de raffinage du pétrole brut ainsi que de l'offre mondiale de pétrole brut. L'écart entre le WTI et le WCS à Nederland s'est considérablement rétréci au premier trimestre de 2024, en comparaison du premier trimestre de 2023, en raison des facteurs mentionnés plus haut 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.

Au premier trimestre de 2024, l'écart entre le prix du pétrole brut synthétique à Edmonton par rapport au WTI correspondait à un escompte, comparativement à une prime au premier trimestre de 2023. Le pétrole brut synthétique est régulièrement négocié à prime par rapport au WTI. La faiblesse des prix au premier trimestre de 2024 est attribuable à la production de pétrole brut synthétique élevée en Alberta, à une offre excédentaire de pétrole brut léger par rapport à la capacité pipelinère et à une capacité de stockage 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 n'est pas à la hauteur de la demande, les prix des condensats à Edmonton peuvent être liés aux prix des condensats sur la côte américaine du golfe du Mexique, auxquels s'ajoute le coût du transport des condensats jusqu'à Edmonton. Nos coûts de fluidification dépendent aussi du moment où ont lieu les achats et les livraisons de condensats qui font partie des stocks pouvant être utilisés pour la fluidification ainsi que du moment où sont vendus les produits fluidifiés.

Au premier trimestre de 2024, le prix de référence moyen des condensats à Edmonton par rapport au WTI correspondait à un escompte, comparativement à une prime au premier trimestre de 2023. Cette situation s'explique par la faiblesse des prix du pétrole brut léger et du pétrole synthétique en Alberta, en raison de l'offre excédentaire de pétrole brut léger par rapport à la capacité pipelinère.

Prix de référence – raffinage

Les prix de référence de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et 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.

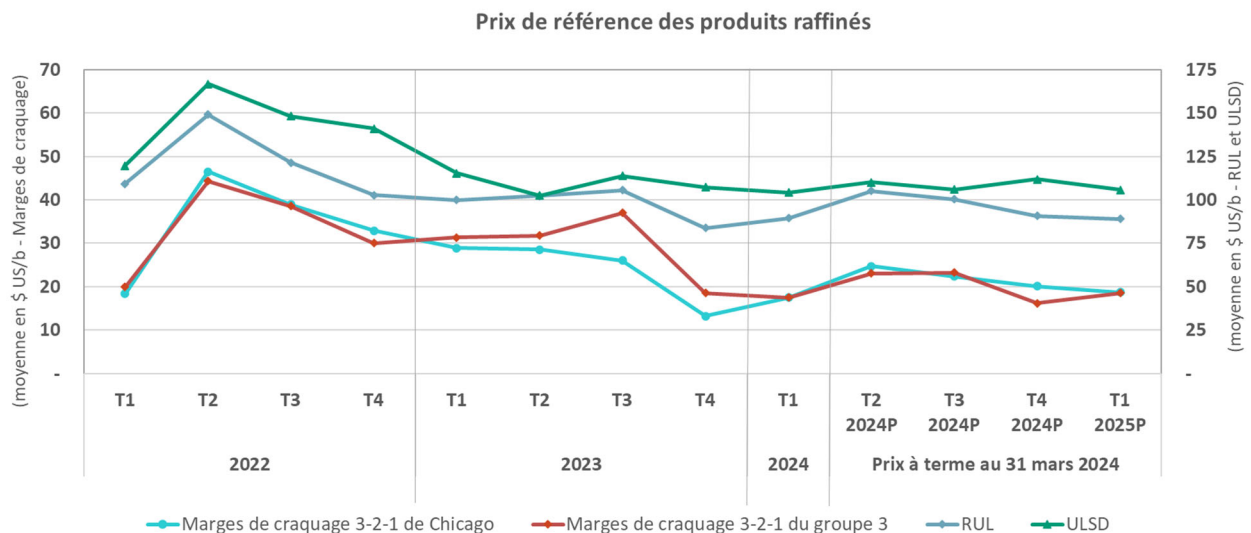
La marge de craquage 3-2-1 sur le marché à Chicago reflète le marché pour nos raffineries de Toledo, de Lima et de Wood River. La marge de craquage 3-2-1 du groupe 3 reflète le marché de nos raffineries de Borger et de Superior.

Les prix des produits raffinés ont diminué au premier trimestre de 2024 par rapport à ce qu'ils étaient à la période correspondante de 2023, la capacité accrue à l'échelle mondiale ayant pesé sur les marges de craquage des raffineries, et la production des raffineries dans la région de Chicago, en raison de l'accès à une charge d'alimentation moins coûteuse et du prix élevé des distillats, a donné lieu à une offre excédentaire de produits raffinés et à la constitution de stocks considérables. Cet excédent a exercé une pression sur les prix à Chicago comparativement à ceux sur d'autres marchés. Vers la fin du premier trimestre de 2024, des travaux de maintenance planifiés et non planifiés aux raffineries de la région de Chicago ont occasionné une hausse du prix des produits raffinés dans cette région.

Le coût moyen des NIR a également diminué durant le trimestre, comparativement au premier trimestre de 2023, en raison de l'accroissement des stocks 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 divers 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.



Prix de référence – gaz naturel

Les prix moyens du gaz naturel au NYMEX et de l'AECO ont diminué au premier trimestre de 2024, par rapport à la période correspondante de 2023, en raison de l'augmentation rapide de l'offre américaine à des niveaux records excédant la croissance de la demande, ce qui a donné lieu à des stocks élevés. 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.

Au premier trimestre de 2024, en moyenne, le dollar canadien s'est raffermi par rapport au dollar américain, comparativement au premier trimestre de 2023, ce qui a eu une incidence négative sur nos produits des activités ordinaires. La dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain au 31 mars 2024, comparativement au 31 décembre 2023, a donné lieu à des pertes de change latentes lors de la conversion de notre dette libellée en dollars américains.

Une partie de nos contrats de vente à long terme en Asie-Pacifique sont libellés en yuans. Une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au yuan entraînera une diminution des produits des activités ordinaires en dollars canadiens tirés de la vente de marchandises dérivées du gaz naturel dans la région. Au premier trimestre de 2024, en moyenne, le dollar canadien s'est apprécié par rapport au yuan, comparativement au premier trimestre de 2023, ce qui a eu une incidence négative sur nos produits des activités ordinaires présentés.

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 nos charges financières nettes 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 mars 2024, le taux directeur de la Banque du Canada était de 5 %. Le 10 avril 2024, la Banque du Canada a annoncé qu'elle maintenait son taux directeur à 5 %.

PERSPECTIVES

Prévision des prix des marchandises

Les prix du pétrole brut à l'échelle mondiale sont restés généralement constants par rapport à ceux du quatrième trimestre de 2023, la prolongation des réductions de la production des pays de l'OPEP+ ayant soutenu les prix. Les réductions volontaires actuelles ont été prolongées jusqu'à la fin du deuxième trimestre de 2024. La croissance de l'offre hors OPEP+, provenant surtout des réserves américaines de pétrole de schiste, a été soutenue et devrait se poursuivre tout au long de 2024. La croissance de la demande a également été forte, sous l'impulsion de la consommation en Chine. L'équilibre entre l'offre et la demande de pétrole brut à l'échelle mondiale étant précaire et la capacité de production de réserve au Moyen-Orient étant élevée, la politique de l'OPEP+ joue un rôle crucial dans le maintien de l'équilibre de l'offre et de la demande ainsi que des prix du pétrole à l'échelle mondiale. L'incertitude géopolitique découlant du conflit entre la Russie et l'Ukraine est toujours la menace géopolitique immédiate la plus importante pour les prix du pétrole brut et des produits raffinés.

La trajectoire des prix du pétrole brut demeure incertaine et volatile dans un marché dont les facteurs clés restent imprévisibles et qui subit les répercussions de politiques gouvernementales en matière d'offre et de demande. Les politiques à l'égard de la Russie, de l'Iran et du Venezuela font partie des facteurs clés qui auront une incidence sur l'offre énergétique et qui modifieront les tendances en matière de commerce mondial. Dans l'ensemble, nous nous attendons à ce que les prix du pétrole brut et des produits raffinés soient volatils et vulnérables à la politique de l'OPEP+, la durée et l'ampleur de l'invasion actuelle de l'Ukraine par la Russie, la mesure dans laquelle les exportations en provenance de Russie seront réduites en raison de sanctions et de réductions de la production, le rythme de la croissance de l'offre hors OPEP+, le renouvellement des réserves stratégiques de pétrole, la crise en Israël et dans la bande de Gaza, y compris toute internationalisation de ce conflit, les attaques de navires en Mer Rouge et les tensions entre le Venezuela et le Guyana. 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. Comme prévu, la mise en service du nouveau tronçon du pipeline Trans Mountain en 2024 a 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 de 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.

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.
- Surveillance des fondamentaux du marché et optimisation des taux de traitement de nos raffineries en conséquence.
- Réservoirs de stockage traditionnel du pétrole brut à divers emplacements.

Grandes priorités pour 2024

Nos priorités pour 2024 portent sur l'excellence en matière de sécurité, les objectifs de rendements pour les actionnaires, la réalisation de nos projets et le maintien de notre avance en matière de coûts et de durabilité.

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. Notre objectif ultime quant à notre dette nette est de 4,0 G\$, et nous travaillons à l'atteinte de cette cible. Se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion pour un complément d'information.

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 relatifs aux facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (« 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 en faveur du 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 tout en demeurant concurrentiels à l'échelle mondiale. 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 gaz à effet de serre (« GES ») et de rester compétitif face aux producteurs pétroliers et gaziers d'autres pays.

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.

SECTEURS À PRÉSENTER

SECTEURS EN AMONT

Sables bitumineux

Au premier trimestre de 2024, nous avons :

- assuré le déroulement sécuritaire et fiable de notre exploitation;
- produit 613,3 milliers de barils de pétrole brut par jour (587,5 milliers de barils de pétrole brut par jour en 2023);
- mis en service le premier nouveau puits en trois ans à Sunrise;
- obtenu de bons résultats de l'optimisation des puits de nos actifs de Sunrise et de production par méthode thermique de Lloydminster ainsi que du programme de réaménagement de nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster;
- dégagé une marge d'exploitation de 2,2 G\$, soit une augmentation de 1,1 G\$ par rapport à 2023, attribuable principalement à la hausse des prix de vente réalisés et à la hausse des volumes de vente;
- engagé des dépenses d'investissement de 647 M\$, essentiellement dans les activités de maintien, notamment le forage de puits de prospection stratigraphique dans le cadre de notre programme de forage hivernal intégré, le raccordement de Narrows Lake à Christina Lake et d'autres projets de maintien à Foster Creek, aux actifs de production par méthode thermique de Lloydminster et à Sunrise;
- enregistré un prix net opérationnel de 40,79 \$ par bep (22,55 \$ par bep en 2023).

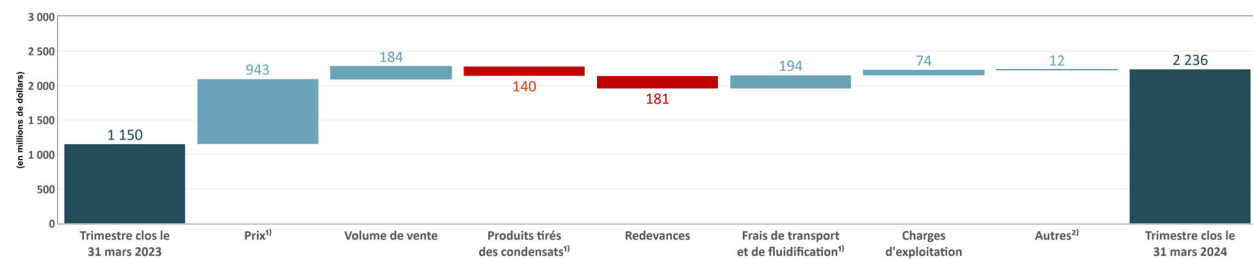
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Chiffre d'affaires brut ¹⁾	6 628	5 707
Redevances	(697)	(516)
Produits des activités ordinaires	5 931	5 191
Charges		
Marchandises achetées ¹⁾	289	355
Transport et fluidification	2 733	2 941
Charges d'exploitation	660	737
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	13	8
Marge d'exploitation	2 236	1 150
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	(13)	(34)
Amortissement et épuisement	774	715
Coûts de prospection	3	2
Résultat sectoriel	1 472	467

1) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 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

Trimestre clos le 31 mars 2024



- 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

	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Total – volumes de vente¹⁾ (kbep/j)	606,9	577,0
Prix réalisé total^{2), 3)} (\$/bep)	72,79	55,60
Production de pétrole brut, par actif (kb/j)		
Foster Creek	196,0	190,0
Christina Lake	236,5	237,2
Sunrise	48,8	44,5
Production par méthode thermique à Lloydminster	114,1	99,0
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	17,9	16,8
Total – production de pétrole brut⁴⁾ (kb/j)	613,3	587,5
Gaz naturel ⁵⁾ (Mpi ³ /j)	11,9	12,0
Total – production (kbep/j)	615,3	589,5
Taux de redevance réel⁶⁾ (%)		
Foster Creek	24,9	23,4
Christina Lake	25,0	30,3
Sunrise	3,8	4,7
Lloydminster ⁷⁾	6,8	8,3
Taux de redevances totales réel	19,3	21,4
Frais de transport et de fluidification⁸⁾ (\$/bep)	7,54	9,07
Charges d'exploitation⁸⁾ (\$/bep)	11,86	14,04
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires⁸⁾ (\$/bep)	13,35	12,72

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

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

3) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 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.

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

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

6) 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, compte non tenu du profit ou de la perte réalisé lié à la gestion des risques.

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

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

Produits des activités ordinaires

Au premier trimestre de 2024, le chiffre d'affaires brut a augmenté pour s'établir à 6,6 G\$, comparativement à 5,7 G\$ en 2023. L'augmentation est principalement attribuable au rétrécissement de l'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty, à 19,31 \$ le baril (24,77 \$ le baril en 2023), et à la hausse de la production, qui est passée de 587,5 milliers de barils par jour à 613,3 milliers de barils par jour. Les redevances ont augmenté principalement en raison de la hausse du chiffre d'affaires par rapport à celui du premier trimestre de 2023.

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, notre ratio de fluidification augmente et notre prix de vente réalisé sur le pétrole lourd et le bitume diminue.

Au premier trimestre de 2024, nous avons vendu environ 25 % 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.

Le prix de vente réalisé a augmenté pour s'établir à 72,79 \$ par bep au premier trimestre de 2024, comparativement à 55,60 \$ par bep au premier trimestre de 2023, en raison essentiellement de la diminution de l'écart entre le WTI et le WCS et de l'écart entre les prix des condensats et le WCS. Au premier trimestre de 2024, le WTI s'est établi en moyenne à 76,96 \$ US le baril (76,13 \$ US le baril en 2023), et l'écart WTI-WCS à Hardisty était de 19,31 \$ US par baril (24,77 \$ US par baril en 2023). Les prix de référence des condensats ont correspondu à une prime de 15,13 \$ US par baril par rapport au WCS à Hardisty au premier trimestre de 2024, comparativement à une prime de 28,51 \$ US par baril à la période correspondante de 2023.

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 établie à 613,3 milliers de barils par jour au premier trimestre de 2024 (587,5 milliers de barils par jour en 2023).

La production de Foster Creek a augmenté de 6,0 milliers de barils par jour pour s'établir à 196,0 milliers de barils par jour au premier trimestre de 2024, comparativement à 2023. Cette hausse s'explique principalement par la mise en service de trois nouveaux puits durant l'exercice 2023 et d'un nouveau puits au premier trimestre de 2024.

La production de Christina Lake est demeurée relativement stable, à 236,5 milliers de barils par jour au premier trimestre de 2024, comparativement à 2023.

La production de Sunrise a augmenté de 4,3 milliers de barils par jour pour s'établir à 48,8 milliers de barils par jour au premier trimestre de 2024, comparativement à 2023, en raison surtout des bons résultats obtenus dans le cadre de notre programme de réaménagement et de l'optimisation des puits de 2023.

La production de nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster s'est accrue de 15,1 milliers de barils par jour comparativement à celle de 2023 pour s'établir à 114,1 milliers de barils par jour au premier trimestre de 2024. Cette hausse est attribuable aux bons résultats tirés des puits de maintien mis en service au premier trimestre de 2024 et à la réussite de notre programme de réaménagement de 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 %.

Pour le premier trimestre de 2024, les redevances se sont établies à 697 M\$ (516 M\$ en 2023). Les redevances du secteur Sables bitumineux ont augmenté, essentiellement en raison de la hausse des prix réalisés et des volumes. Le taux de redevance réel du secteur Sables bitumineux a diminué pour s'établir à 19,3 % au premier trimestre de 2024, comparativement à 21,4 % en 2023, en raison d'ajustements annuels relatifs aux dépôts de clôture de périodes.

Charges

Transport et fluidification

Pour le premier trimestre de 2024, les frais de fluidification ont diminué de 142 M\$, comparativement à ceux de 2023, pour s'établir à 2,3 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 diminué de 66 M\$ pour s'établir à 424 M\$ au premier trimestre de 2024, comparativement à 2023, en raison surtout de la baisse des volumes expédiés aux États-Unis et des frais de transport ferroviaire.

Frais de transport unitaires

Les frais de transport unitaires ont diminué pour s'établir à 7,54 \$ par bep au premier trimestre de 2024, comparativement à 9,07 \$ par bep en 2023, en raison essentiellement de l'effet conjugué de la hausse des volumes de vente et de la baisse des volumes expédiés aux États-Unis.

Les frais de transport unitaires pour Foster Creek ont diminué pour s'établir à 10,25 \$ par baril au premier trimestre de 2024, comparativement à 13,45 \$ par baril en 2023, en raison principalement de la baisse des volumes expédiés aux États-Unis ayant occasionné une baisse des frais de transport. En 2024, nous avons expédié aux États-Unis 34 % (49 % en 2023) des volumes de Foster Creek.

Les frais de transport unitaires pour Christina Lake ont diminué pour s'établir à 5,40 \$ par baril au premier trimestre de 2024, comparativement à 7,70 \$ par baril en 2023, en raison principalement de la diminution des frais fixes de transport ferroviaire et de la baisse des tarifs. En 2024, nous avons expédié aux États-Unis 11 % (15 % en 2023) des volumes de Christina Lake.

Les frais de transport unitaires pour Sunrise ont augmenté pour s'établir à 18,51 \$ par baril au premier trimestre de 2024, comparativement à 12,67 \$ par baril en 2023, en raison principalement de la hausse en pourcentage des volumes expédiés aux États-Unis. En 2024, nous avons expédié aux États-Unis 94 % (46 % en 2023) des volumes de Sunrise.

Pour nos actifs de Lloydminster du secteur Sables bitumineux, les frais de transport unitaires au premier trimestre de 2024 se sont établis à 3,89 \$ par baril (3,74 \$ par baril en 2023).

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier trimestre de 2024 ont été les coûts du carburant, de la main-d'œuvre, des produits chimiques, des réparations et de la maintenance. Les charges d'exploitation totales ont diminué de 77 M\$ comparativement à celles de 2023 pour s'établir à 660 M\$ en 2024, en raison surtout de la baisse des coûts du carburant découlant de l'importante baisse des prix de référence du gaz naturel. Cette diminution a été annulée en partie par l'augmentation des coûts liés à la conformité en matière de GES et des coûts des réparations et de la maintenance en 2024, comparativement à 2023. Nos coûts ont subi des pressions inflationnistes; toutefois, nous les gérons 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)	Trimestres clos les 31 mars		2023
	2024	Variation (%)	
Foster Creek			
Carburant	3,22	(37)	5,11
Autres coûts	7,59	(4)	7,88
Total	10,81	(17)	12,99
Christina Lake			
Carburant	2,76	(26)	3,75
Autres coûts	5,75	7	5,36
Total	8,51	(7)	9,11
Sunrise			
Carburant	4,32	(35)	6,66
Autres coûts	12,70	(17)	15,37
Total	17,02	(23)	22,03
Lloydminster²⁾			
Carburant	4,15	(30)	5,93
Autres coûts	13,90	(19)	17,15
Total	18,05	(22)	23,08
Total – Sables bitumineux			
Carburant	3,31	(31)	4,82
Autres coûts	8,55	(7)	9,22
Total	11,86	(16)	14,04

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

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

Les autres coûts unitaires de Foster Creek, Sunrise et Lloydminster ont diminué au premier trimestre de 2024, comparativement à 2023, essentiellement en raison de la hausse des volumes de vente.

Les autres coûts unitaires de Christina Lake ont augmenté en raison de la hausse des coûts liés à la conformité en matière de GES et des coûts des réparations, de la maintenance et de l'évacuation des déchets, ces facteurs étant annulés en partie par la hausse des volumes de vente.

Prix nets opérationnels¹⁾

(\$/bep)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Prix de vente	72,79	55,60
Redevances	12,60	9,94
Transport et fluidification	7,54	9,07
Charges d'exploitation	11,86	14,04
Prix net opérationnel	40,79	22,55

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

Hydrocarbures classiques

Au premier trimestre de 2024, nous avons :

- assuré le déroulement sécuritaire de notre exploitation;
- produit 120,7 milliers de bep par jour (123,9 milliers de bep par jour en 2023);
- dégagé une marge d'exploitation de 149 M\$, soit une diminution par rapport à 261 M\$ en 2023, attribuable principalement à la baisse des prix de référence du gaz naturel;
- engagé des dépenses d'investissement de 126 M\$ toujours axées sur le forage, les activités d'achèvement et les projets d'infrastructures;
- enregistré un prix net opérationnel moyen de 13,04 \$ par bep (22,08 \$ par bep en 2023).

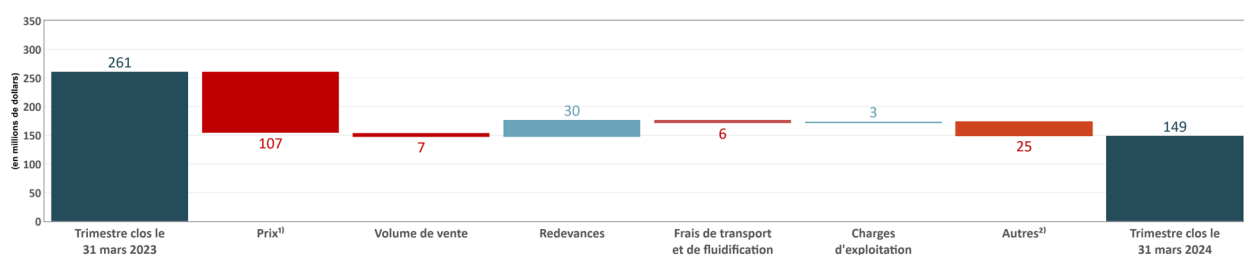
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Chiffre d'affaires brut ¹⁾	879	1 037
Redevances	(24)	(54)
Produits des activités ordinaires	855	983
Charges		
Marchandises achetées ¹⁾	482	483
Transport et fluidification ¹⁾	78	81
Charges d'exploitation	153	150
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(7)	8
Marge d'exploitation	149	261
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	6	(20)
Amortissement et épuisement	110	95
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1	—
Résultat sectoriel	32	186

1) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 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

Trimestre clos le 31 mars 2024



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

	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Total – volumes de vente (kbep/j)	120,7	123,9
Prix de vente réalisé^(1), 2) (\$/bep)	32,92	43,99
Pétrole brut léger (\$/b)	87,97	102,80
LGN (\$/b)	57,40	48,05
Gaz naturel classique (\$/kpi ³)	4,00	6,58
Production, par produit		
Pétrole brut léger (kb/j)	5,3	6,4
LGN (kb/j)	22,0	22,0
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	560,5	572,9
Total – production (kbep/j)	120,7	123,9
Production de gaz naturel classique (% du total)	77	77
Production de pétrole brut et de LGN (% du total)	23	23
Taux de redevance réel³⁾ (%)	9,9	17,3
Frais de transport^{2), 4)} (\$/bep)	4,67	4,03
Charges d'exploitation⁴⁾ (\$/bep)	13,05	13,07
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires⁴⁾ (\$/bep)	9,90	8,41

- 1) Contient une mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.
- 2) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 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.
- 3) 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, compte non tenu du profit ou de la perte réalisé lié à la gestion des risques.
- 4) Mesure financière déterminée. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

Produits des activités ordinaires

Chiffre d'affaires brut

Pour le premier trimestre de 2024, le chiffre d'affaires a diminué pour s'établir à 879 M\$, comparativement à 1,0 G\$ en 2023. La diminution est principalement attribuable à la baisse des prix de référence du gaz naturel, conjuguée à une légère baisse de la production, passant de 123,9 milliers de bep à 120,7 milliers de bep.

Redevances

Les actifs du secteur Hydrocarbures classiques sont assujettis à des régimes de redevances en Alberta et en Colombie-Britannique. Les redevances ont diminué pour s'établir à 24 M\$ au premier trimestre de 2024, comparativement à 54 M\$ au premier trimestre de 2023, en raison essentiellement de la baisse des prix.

Charges

Transport

Nos frais de transport correspondent aux coûts que nous engageons pour acheminer le pétrole brut, le LGN et le gaz naturel du lieu de leur production jusqu'à l'endroit où les produits sont vendus. Les frais de transport ont diminué de 3 M\$ pour s'établir à 78 M\$ au premier trimestre de 2024, comparativement à 2023. Les frais de transport unitaires ont augmenté pour s'établir à 4,67 \$ par bep au premier trimestre de 2024, comparativement à 4,03 \$ par bep en 2023, en raison d'une légère baisse des volumes de vente.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier trimestre de 2024 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, de la main-d'œuvre et des taxes foncières. Les charges d'exploitation totales et les charges d'exploitation par bep sont demeurées stables au premier trimestre de 2024, comparativement à 2023.

Prix nets opérationnels¹⁾

(\$/bep)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Prix de vente ²⁾	32,92	43,99
Redevances	2,16	4,81
Frais de transport et de fluidification ²⁾	4,67	4,03
Charges d'exploitation	13,05	13,07
Prix net opérationnel	13,04	22,08

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

2) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 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.

Production extracôtière

Au premier trimestre de 2024, nous avons :

- assuré le déroulement sécuritaire de notre exploitation;
- produit 64,9 milliers de bep par jour de pétrole brut léger, de LGN et de gaz naturel (65,6 milliers de bep par jour en 2023);
- tiré une production moyenne de 7,2 milliers de barils par jour (néant en 2023) du NPSD Terra Nova attribuable à sa remise en production en novembre 2023;
- dégagé une marge d'exploitation de 246 M\$, en baisse de 54 M\$ par rapport à 2023, en raison surtout de la baisse des volumes de vente dans la région de l'Atlantique;
- enregistré un prix net opérationnel de 52,80 \$ par bep (57,06 \$ par bep en 2023).
- engagé des dépenses d'investissement de 159 M\$ qui ont été consacrées principalement au projet West White Rose dans la région de l'Atlantique.

Vers la fin décembre 2023, nous avons suspendu la production au gisement White Rose pour nous préparer au projet de prolongement de la durée d'utilité du NPSD SeaRose, les opérations d'entretien des coques étant maintenant amorcées. Nous prévoyons reprendre la production au gisement White Rose vers la fin du troisième trimestre de 2024.

Le projet West White Rose était achevé à environ 80 % au 31 mars 2024. Depuis notre décision de redémarrer le projet en 2022, notre investissement se chiffre à environ 797 M\$. Le démarrage de la production est prévu pour 2026.

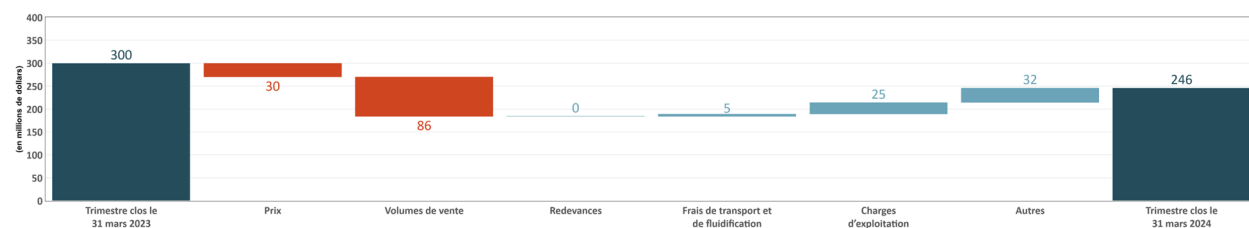
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars					
	2024			2023		
	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière
Chiffre d'affaires brut	42	315	357	149	324	473
Redevances	(2)	(24)	(26)	(8)	(18)	(26)
Produits des activités ordinaires	40	291	331	141	306	447
Charges						
Transport et fluidification	—	—	—	5	—	5
Charges d'exploitation	57	28	85	117	25	142
Marge d'exploitation¹⁾	(17)	263	246	19	281	300
Amortissement et épuisement			131			128
Coûts de prospection			4			2
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			(10)			(6)
Résultat sectoriel			121			176

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

Trimestre clos le 31 mars 2024



Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Volumes de vente		
Région de l'Atlantique (kb/j)	3,9	15,7
Région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)		
Chine	43,7	43,0
Indonésie ¹⁾	14,0	13,7
Total – Région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)	57,7	56,7
Total – volumes de vente (kbep/j)	61,6	72,4
Prix de vente réalisé²⁾ (\$/bep)	75,48	83,64
Région de l'Atlantique – Pétrole brut léger (\$/b)	114,07	104,98
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾ (\$/bep)	72,84	77,71
LGN (\$/b)	96,25	96,45
Gaz naturel classique (\$/kpi ³⁾)	11,28	12,17
Production, par produit		
Région de l'Atlantique – Pétrole brut léger (kb/j)	7,2	8,9
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾		
LGN (kb/j)	10,4	11,4
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	283,4	272,1
Total – Région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)	57,7	56,7
Total – production (kbep/j)	64,9	65,6
Taux de redevance réel³⁾ (%)		
Région de l'Atlantique	4,5	5,3
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾	7,6	10,2
Charges d'exploitation⁴⁾ (\$/bep)	17,31	18,50
Région de l'Atlantique	158,70	59,73
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾	7,64	7,05
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires⁴⁾ (\$/bep)	29,17	31,09

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 intermédiaires.

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

3) 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, compte non tenu du profit ou de la perte réalisé lié à la gestion des risques.

4) 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-Pacifique est fixé par des contrats à long terme. Notre prix de vente réalisé pour le pétrole brut léger a augmenté au cours du premier trimestre de 2024, comparativement à 2023, principalement en raison de la hausse du prix de référence du Brent.

Volumes de production

La production dans la région de l'Atlantique a diminué de 1,7 milliard de barils par jour pour s'établir à 7,2 milliards de barils par jour au premier trimestre de 2024, comparativement à 2023, en raison de la suspension de la production au gisement White Rose en vue du projet de prolongement de la durée d'utilité du NPSD SeaRose. Cette baisse a été annulée en partie par la production tirée du NPSD Terra Nova, qui a renoué avec la production en novembre 2023. La production de pétrole brut léger provenant des gisements White Rose et Terra Nova est déchargée respectivement du NPSD SeaRose et du NPSD Terra Nova 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 augmenté de 1,0 milliard de bep par jour pour s'établir à 57,7 milliards de bep par jour au premier trimestre de 2024, comparativement à 2023, en raison de la production de gaz accrue en Chine et de la mise en production du gisement MAC en Indonésie, en septembre 2023. Cette augmentation a été annulée en partie par la baisse de la production de LGN en Indonésie attribuable au moment du prélèvement des condensats.

Redevances

Les redevances dans la région de l'Atlantique ont diminué pour s'établir à 2 M\$ au premier trimestre de 2024, comparativement à 8 M\$ au premier trimestre de 2023, en raison essentiellement de la baisse des volumes de vente.

Les taux de redevance en Chine et en Indonésie sont régis par des contrats de partage de la production avec les gouvernements chinois et indonésien. Le taux de redevance réel pour le trimestre clos le 31 mars 2024 a diminué pour s'établir à 7,6 % (10,2 % en 2023) en raison des incitatifs liés aux redevances visant à atteindre les cibles de production à Madura. Cette diminution a été contrebalancée en partie par la taxe de consommation entrée en vigueur en Chine en juin 2023, qui a eu une incidence sur les redevances sur les LGN.

Charges

Transport

Les frais de transport comprennent le coût du transport du pétrole brut du NPSD Terra Nova et du NPSD SeaRose jusqu'aux installations terrestres au moyen de navires pétroliers ainsi que les frais de stockage. Les frais de transport comprenaient un recouvrement nominal au premier trimestre de 2024, comparativement à 2023.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation dans la région de l'Atlantique pour le premier trimestre de 2024 ont été les coûts des réparations et de la maintenance ainsi que les coûts liés aux navires et aux services aériens. Les charges d'exploitation ont diminué de 60 M\$ pour s'établir à 57 M\$, en raison essentiellement de la baisse du volume des ventes, conjugué à la diminution de 31 M\$ en lien avec le redémarrage du projet de construction West White Rose au premier trimestre de 2023. Cette baisse a été annulée en partie par la hausse des coûts liés au projet de prolongement de la durée d'utilité du NPSD SeaRose et au redémarrage de la production au NPSD Terra Nova en novembre 2023. Les charges d'exploitation unitaires ont augmenté au premier trimestre de 2024, comparativement à 2023, en raison principalement de la baisse des volumes de vente, compensée par la diminution des charges d'exploitation totales, tel qu'il est expliqué ci-dessus.

Les principales composantes de nos charges d'exploitation en Chine pour le premier trimestre de 2024 ont été les coûts des réparations et de la maintenance ainsi que les primes d'assurance. Les charges d'exploitation unitaires ont augmenté de 0,70 \$ pour s'établir à 6,28 \$ par bep, et les charges d'exploitation totales ont augmenté de 3 M\$ pour s'établir à 28 M\$ au premier trimestre de 2024, en raison surtout de la hausse des coûts des réparations et de la maintenance. Les charges d'exploitation unitaires associées à nos actifs en Indonésie ont augmenté, comparativement à 2023, en raison de la hausse des coûts des réparations et de la maintenance.

Prix nets opérationnels¹⁾

(\$/bep, sauf indication contraire)	Trimestre clos le 31 mars 2024			
	Région de l'Atlantique (\$/b)	Chine	Indonésie ²⁾	Total – production extracôtière
Prix de vente	114,07	79,21	53,05	75,48
Redevances	5,09	6,00	4,10	5,51
Transport et fluidification	(2,14)	—	—	(0,14)
Charges d'exploitation	158,70	6,28	11,86	17,31
Prix net opérationnel	(47,58)	66,93	37,09	52,80

(\$/bep, sauf indication contraire)	Trimestre clos le 31 mars 2023			
	Région de l'Atlantique (\$/b)	Chine	Indonésie ²⁾	Total – production extracôtière
Prix de vente	104,98	83,50	59,46	83,64
Redevances	5,53	4,60	18,31	7,39
Transport et fluidification	3,16	—	—	0,69
Charges d'exploitation	59,73	5,58	11,69	18,50
Prix net opérationnel	36,56	73,32	29,46	57,06

1) Contient 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 intermédiaires.

SECTEURS EN AVAL

Raffinage au Canada

Au premier trimestre de 2024, nous avons :

- assuré le déroulement sécuritaire et fiable de notre exploitation;
- enregistré une production unitaire de pétrole brut de 104,1 milliers de barils par jour (98,7 milliers de barils par jour en 2023) et atteint un taux d'utilisation du pétrole brut de 94 % (89 % en 2023);
- engagé des charges d'exploitation plus élevées, en raison surtout des coûts de planification et de préparation en vue d'une activité de révision à l'usine de valorisation qui débutera au deuxième trimestre de 2024;
- dégagé une marge d'exploitation de 68 M\$, soit une diminution de 195 M\$ comparativement à 2023.
- subi l'incidence de la réduction de 54 % de l'écart de valorisation, qui s'est établi à 19,31 \$ par baril, comparativement au premier trimestre de 2023.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Produits des activités ordinaires	1 332	1 508
Marchandises achetées	1 087	1 093
Marge brute¹⁾	245	415
Charges		
Charges d'exploitation	177	152
Marge d'exploitation	68	263
Amortissement et épuisement	44	43
Résultat sectoriel	24	220

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

Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Total – Raffinage au Canada		
Capacité de production unitaire de pétrole brut lourd ¹⁾ (kb/j)	110,5	110,5
Production unitaire de pétrole brut lourd (kb/j)	104,1	98,7
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	94	89
Production totale²⁾ (kb/j)	116,2	112,9
Pétrole brut synthétique	47,1	45,7
Asphalte	15,6	15,8
Diesel	12,9	12,3
Autres	35,2	34,0
Éthanol	5,4	5,1
Marge de raffinage ³⁾ (\$/b)	23,69	43,30
Charges d'exploitation unitaires ⁴⁾ (\$/b)	14,08	12,46

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

2) Contient 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 liés aux carburants commerciaux pour le trimestre clos le 31 mars 2024 se sont établis à 1,1 G\$ (1,2 G\$ en 2023). Les produits des activités ordinaires de la raffinerie de Lloydminster pour le trimestre clos le 31 mars 2024 se sont chiffrés à 192 M\$ (188 M\$ en 2023).

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

	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
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)	75,5	70,0
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	93	86
Production (kb/j)	82,0	79,1
Marge de raffinage ²⁾ (\$/b)	26,47	48,53
Charges d'exploitation unitaires ³⁾ (\$/b)	14,48	12,40
Écart de valorisation ⁴⁾ (\$/b)	19,31	41,75
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)	28,6	28,7
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	99	99
Production (kb/j)	28,8	28,7
Marge de raffinage ²⁾ (\$/b)	16,35	30,53
Charges d'exploitation unitaires ³⁾ (\$/b)	13,03	12,60

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 liés aux carburants commerciaux pour le trimestre clos le 31 mars 2024 se sont établis à 1,1 G\$ (1,2 G\$ en 2023). Les produits des activités ordinaires de la raffinerie de Lloydminster pour le trimestre clos le 31 mars 2024 se sont chiffrés à 192 M\$ (188 M\$ en 2023).

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.

Au premier trimestre de 2024, la production unitaire de pétrole brut du secteur Raffinage au Canada a augmenté de 5,4 milliers de barils par jour, comparativement à celle du premier trimestre de 2023, pour s'établir à 104,1 milliers de barils par jour, tandis que la production totale a augmenté de 3,3 milliers de barils par jour pour s'établir à 116,2 milliers de barils par jour. Le taux de fiabilité en 2024 a été élevé tant à l'usine de valorisation qu'à la raffinerie de Lloydminster, alors que l'usine de valorisation avait subi l'incidence du temps froid et d'interruptions de service au début du premier trimestre de 2023. Le taux d'utilisation à l'usine de valorisation s'est établi à 93 % (86 % en 2023). La raffinerie de Lloydminster a fonctionné à capacité maximale ou presque aux premiers trimestres de 2024 et 2023, le taux d'utilisation du pétrole brut s'étant établi à 99 % pour ces deux périodes.

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. Au premier trimestre de 2024, environ 13 % du total des volumes de vente de pétrole lourd provenant de nos actifs de production du secteur Sables bitumineux ont été vendus au secteur Raffinage au Canada (13 % en 2023).

Au premier trimestre de 2024, les produits des activités ordinaires ont diminué de 176 M\$ pour s'établir à 1,3 G\$, en raison surtout de la baisse des prix du pétrole brut synthétique et des produits raffinés, annulée en partie par la hausse des volumes de production. Les prix de référence du pétrole brut synthétique ont diminué de 11 % pour s'établir à 69,42 \$ US le baril, comparativement au premier trimestre de 2023.

La marge brute a diminué de 170 M\$ pour s'établir à 245 M\$ au premier trimestre de 2024, comparativement à 2023, en raison principalement des facteurs mentionnés plus haut. Cette baisse a été annulée en partie par l'utilisation de charges d'alimentation achetées à des prix moins élevés au cours de périodes antérieures.

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

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier trimestre de 2024 ont été les coûts de la main-d'œuvre ainsi que les coûts des réparations et de la maintenance.

Les charges d'exploitation totales ont augmenté de 25 M\$ pour s'établir à 177 M\$ au premier trimestre de 2024, par rapport à la période correspondante de 2023, en raison essentiellement des coûts de planification et de préparation de 15 M\$ engagés en vue des travaux de révision à l'usine de valorisation qui débiteront au deuxième trimestre de 2024.

Les charges d'exploitation unitaires correspondent aux charges d'exploitation associées à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster divisées par la production unitaire de pétrole brut. Les charges d'exploitation unitaires ont augmenté de 1,62 \$ par baril comparativement à celles de 2023 pour s'établir à 14,08 \$ par baril au premier trimestre de 2024, en raison de la hausse des charges d'exploitation mentionnée plus haut.

Raffinage aux États-Unis

Au premier trimestre de 2024, nous avons :

- atteint un taux d'utilisation du pétrole brut de 87 %, comparativement à 67 % au premier trimestre de 2023;
- dégagé une marge d'exploitation de 492 M\$, soit une augmentation de 364 M\$ comparativement au premier trimestre de 2023;
- réalisé l'avantage lié à l'acquisition de Toledo, qui nous a permis de mieux utiliser les ressources existantes à l'échelle de notre portefeuille américain afin d'améliorer la gamme de produits;
- produit 585,9 milliers de barils par jour de produits raffinés (374,8 milliers de barils par jour en 2023), ce qui représente une hausse attribuable essentiellement à l'exploitation des raffineries de Toledo et de Superior;
- engagé des dépenses d'investissement de 67 M\$, principalement pour les activités de maintien aux raffineries de Toledo, de Lima et de Superior ainsi que pour les programmes de fiabilité des activités de raffinage aux raffineries de Wood River et de Borger.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Produits des activités ordinaires ¹⁾	7 235	5 629
Marchandises achetées ¹⁾	6 132	4 898
Marge brute²⁾	1 103	731
Charges		
Charges d'exploitation	610	602
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	1	1
Marge d'exploitation	492	128
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	8	(6)
Amortissement et épuisement	111	103
Résultat sectoriel	373	31

1) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 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.

Résultats d'exploitation – consolidés

	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Total – Raffinage aux États-Unis		
Capacité de production unitaire de pétrole brut ^{1), 2)} (kb/j)	635,2	635,2
Production unitaire de pétrole brut ²⁾ (kb/j)	551,1	359,2
Pétrole brut lourd	224,7	114,7
Pétrole brut léger et moyen	326,4	244,5
Taux d'utilisation du pétrole brut ²⁾ (%)	87	67
Production totale (kb/j)	585,9	374,8
Essence	281,9	187,1
Distillats ³⁾	200,1	138,1
Asphalte	26,1	10,8
Autres	77,8	38,8
Marge de raffinage ⁴⁾ (\$/b)	22,00	22,62
Charges d'exploitation unitaires ⁵⁾ (\$/b)	12,16	18,63

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 carburacteur.

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.

Résultats d'exploitation – par raffinerie

	Trimestres clos les 31 mars							
	2024				2023			
	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	178,7	160,0	49,0	247,5
Production unitaire de pétrole brut (kb/j)	152,4	133,0	32,2	233,4	167,2	—	0,2	191,8
Taux d'utilisation du pétrole brut ³⁾ (%)	85	83	66	94	94	—	—	77

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.

Au trimestre clos le 31 mars 2024, la production unitaire de pétrole brut du secteur Raffinage aux États-Unis a augmenté de 191,9 milliers de barils par jour, comparativement à celle de la période correspondante de 2023, pour s'établir à 551,1 milliers de barils par jour, tandis que la production totale de produits raffinés a augmenté de 211,1 milliers de barils par jour pour s'établir à 585,9 milliers de barils par jour. Ces augmentations s'expliquent en grande partie par la production aux raffineries de Toledo et de Superior pendant le trimestre complet. Les autres facteurs ayant eu une incidence sur la production unitaire de pétrole brut totale et la production de produits raffinés totale comparativement au premier trimestre de 2023 comprennent :

- l'augmentation de la production unitaire de pétrole brut et de la production de produits raffinés aux raffineries de Wood River et de Borger en raison de conditions de marché favorables depuis la fin de janvier, conjuguée à des interruptions de service non planifiées et des travaux de révision planifiés à ces deux raffineries au premier trimestre de 2023, le taux d'utilisation du pétrole brut combiné s'étant établi à 94 % pour le trimestre (77 % en 2023);
- des interruptions de service non planifiées à la raffinerie de Lima ayant eu pour conséquence de réduire la production unitaire de pétrole brut de 14,8 milliers de barils par jour, par rapport au premier trimestre de 2023, pour s'établir à 152,4 milliers de barils par jour;
- une interruption planifiée de l'alimentation en hydrogène par un tiers ayant eu une incidence sur la production unitaire de pétrole brut à la raffinerie de Toledo;
- une interruption de service non planifiée causée par le gel d'une canalisation ayant réduit la production unitaire de pétrole brut et la production de produits raffinés à la raffinerie de Superior en janvier. La raffinerie a été remise en service à la mi-février, mais à un taux de production réduit afin de gérer les stocks;
- la contraction de la production unitaire de pétrole brut à nos raffineries aux États-Unis afin d'optimiser les marges en raison de la baisse marquée des prix de référence des produits raffinés au début du trimestre.

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 de 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. Certains de 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.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2024, les marges de craquage 3-2-1 à Chicago ont diminué de 40 % pour s'établir à 17,45 \$ US par baril, comparativement à 2023, et les marges de craquage du groupe 3 ont diminué de 44 % pour s'établir à 17,50 \$ US par baril, par rapport à celles de la période correspondante de 2023. Les marges de craquage 3-2-1 à Chicago se sont situées en moyenne à 5,56 \$ US en janvier et ont augmenté pour atteindre une moyenne de 25,06 \$ US en mars. Les prix de référence moyens de l'essence ont diminué de 10 % pour s'établir à 89,48 \$ US le baril au premier trimestre de 2024, comparativement au premier trimestre de 2023. Les prix de référence moyens du diesel ont également diminué, soit de 11,12 \$ US par baril, pour s'établir à 104,27 \$ US le baril au premier trimestre de 2024, comparativement au premier trimestre de 2023.

Les produits des activités ordinaires ont augmenté de 1,6 G\$ au premier trimestre de 2024, comparativement à 2023, en raison surtout du redémarrage des raffineries de Toledo et de Superior, mentionné plus haut, ainsi que du taux d'utilisation plus élevé aux raffineries de Wood River et de Borger, ces facteurs étant annulés en partie par la baisse des prix des produits raffinés. La marge brute a augmenté de 372 M\$ au premier trimestre de 2024, comparativement au premier trimestre de 2023, en raison principalement des facteurs mentionnés plus haut ainsi que de la baisse des prix des NIR (3,68 \$ US par baril au premier trimestre de 2024 comparativement à 8,20 \$ US par baril au premier trimestre de 2023) et de l'utilisation de charges d'alimentation achetées à des prix moins élevés au cours de périodes antérieures.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier trimestre de 2024 ont été les coûts de la main-d'œuvre ainsi que les coûts des réparations et de la maintenance.

Les charges d'exploitation ont augmenté de 8 M\$ pour s'établir à 610 M\$ au premier trimestre de 2024, en raison surtout de la hausse des coûts de la main-d'œuvre et des coûts des réparations et de la maintenance. Les résultats du premier trimestre de 2023 reflètent la participation de 100 % dans la raffinerie de Toledo depuis le 28 février. Les autres facteurs ayant eu une incidence sur les charges d'exploitation comprennent :

- l'augmentation des coûts des réparations et de la maintenance liés à une interruption de service non planifiée à la raffinerie de Lima et à la réparation de la canalisation gelée à la raffinerie de Superior;
- des travaux de maintenance planifiés à la raffinerie de Toledo;
- les coûts de planification et de préparation en vue d'une activité de révision à la raffinerie de Lima prévue au troisième trimestre de 2024.

Cette hausse a été annulée en partie par la baisse des dépenses au titre de la sécurité et des dépenses de démarrage au premier trimestre de 2024. Ces dépenses avaient été plus élevées au premier trimestre de 2023, en raison du redémarrage des raffineries de Toledo et de Superior. La hausse a également été compensée en partie par les activités de révisions ayant eu lieu aux raffineries de Wood River et de Borger au premier trimestre de 2023.

Au premier trimestre de 2024, les charges d'exploitation unitaires ont diminué de 6,47 \$ par baril pour s'établir à 12,16 \$ par baril, la hausse des charges d'exploitation mentionnée plus haut ayant été contrebalancée par l'augmentation de la production unitaire de pétrole brut au premier trimestre de 2024. L'augmentation de la production unitaire de pétrole brut est en partie attribuable au fait que les raffineries de Toledo et de Superior n'avaient pas eu de production au premier trimestre de 2023.

(Profit) perte liée à la gestion des risques

Pour le premier trimestre de 2024, nous avons réalisé des pertes liées à la gestion des risques de 1 M\$ (1 M\$ en 2023), en raison du règlement des prix de référence par rapport aux prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques. Au premier trimestre de 2024, nous avons comptabilisé des pertes latentes liées à la gestion des risques de 8 M\$ (profits de 6 M\$ en 2023) 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.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	3	7
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	30	30
Frais généraux et frais d'administration	246	158
Charges financières, montant net ¹⁾	135	161
Coûts d'intégration, coûts de transaction et autres coûts	33	20
(Profit) perte de change, montant net	99	(7)
(Profit) perte à la sortie d'actifs ¹⁾	(105)	32
Réévaluation des paiements conditionnels	28	17
Autres (produits) charges, montant net	(90)	(6)

1) Présentation révisée au 1^{er} janvier 2024. Se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Gestion des risques

Pour le trimestre clos le 31 mars 2024, nos activités de gestion des risques ont donné lieu à des pertes réalisées au titre de la gestion des risques en lien avec la gestion de risques découlant de contrats de change. Les pertes latentes liées à la gestion des risques se rapportent essentiellement à des contrats d'énergie renouvelable.

Frais généraux et frais d'administration

Pour le premier trimestre de 2024, les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été les coûts des primes d'intéressement à long terme, de la main-d'œuvre et des technologies de l'information. Les frais généraux et frais d'administration ont augmenté au premier trimestre de 2024, comparativement à 2023, en raison surtout des coûts liés à la rémunération à base d'actions de 101 M\$ (16 M\$ en 2023).

Charges financières, montant net

Les charges financières ont été moins élevées au trimestre clos le 31 mars 2024, comparativement au trimestre clos le 31 mars 2023, en raison de la diminution de la charge d'intérêt découlant de la baisse 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. 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.

Le taux d'intérêt moyen pondéré annualisé sur l'encours de la dette pour le trimestre clos le 31 mars 2024 s'est établi à 4,47 % (4,74 % en 2023).

Coûts d'intégration, coûts de transaction et autres coûts

Nous avons engagé des coûts de 33 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. Au premier trimestre de 2023, nous avons engagé des coûts d'intégration et de transaction de 20 M\$ en lien avec l'acquisition de Toledo.

(Profit) perte de change, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
(Profit) perte de change latent	124	14
(Profit) perte de change réalisé	(25)	(21)
	99	(7)

Pour le trimestre clos le 31 mars 2024, les pertes de change non réalisées sont surtout attribuables à la conversion de la dette libellée en dollars américains en raison de la dépréciation du dollar canadien au 31 mars 2024, comparativement à son cours du 31 décembre 2023. Les profits de change réalisés aux premiers trimestres de 2024 et 2023 étaient principalement liés au fonds de roulement.

(Profit) perte à la sortie d'actifs

Pour le trimestre clos le 31 mars 2024, nous avons comptabilisé des profits à la sortie d'actifs de 105 M\$ (pertes de 32 M\$ en 2023). Le 6 février 2024, nous avons conclu une transaction avec Athabasca Oil Corporation (« Athabasca ») visant la création de Duvernay Energy Corporation (« Duvernay »), dans laquelle nous détenons une participation de 30 %, et nous avons comptabilisé un profit avant impôt de 65 M\$ lié à cette transaction.

Le 6 mars 2024, nous avons conclu la vente de certains actifs de Clearwater dans notre secteur Hydrocarbures classiques pour un produit net de 19 M\$ et avons généré un profit avant impôt de 36 M\$.

Réévaluation des paiements conditionnels

Dans le cadre de l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans Sunrise Oil Sands Partnership auprès de bp Canada Energy Group ULC (« bp Canada ») le 31 août 2022, Cenovus a convenu de verser des paiements variables trimestriels à bp Canada pendant un maximum 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 13 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires 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 mars 2024, la juste valeur du paiement variable restant était évaluée à 142 M\$, ce qui a donné lieu à une perte hors trésorerie de 28 M\$ au titre de la réévaluation pour le trimestre clos le 31 mars 2024 (17 M\$ en 2023).

Pour le trimestre clos le 31 mars 2024, nous avons versé un montant de 107 M\$ aux termes de cette entente, pour le trimestre clos le 30 novembre 2023 (92 M\$ en 2023). Le paiement de 50 M\$ relatif au trimestre clos le 29 février 2024 a été versé le 29 avril 2024. Les paiements sont comptabilisés à titre de flux de trésorerie liés aux activités d'investissement. Au 31 mars 2024, le prix à terme moyen estimatif du WCS pour la durée restante du paiement variable était d'environ 91,98 \$ le baril. Le paiement maximal sur la durée résiduelle du contrat correspond à 144 M\$.

Autres (produits) charges, montant net

Au premier trimestre de 2024, les autres produits se sont établis à 90 M\$, comparativement à 6 M\$ à la période correspondante de 2023, en raison surtout de la réception d'un produit d'assurance lié à l'interruption de service à la raffinerie de Toledo.

Amortissement et épuisement

La charge d'amortissement et d'épuisement du trimestre clos le 31 mars 2024 s'est établie à 25 M\$, comparativement à 21 M\$ au trimestre clos le 31 mars 2023.

Impôt exigible

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Impôt exigible		
Canada	346	258
États-Unis	11	17
Asie-Pacifique	44	46
Autre pays	9	6
Total de la charge (du produit) d'impôt exigible	410	327
Charge (produit) d'impôt différé	(32)	(370)
	378	(43)

L'augmentation de la charge d'impôt exigible pour le premier trimestre de 2024 s'explique par la hausse du bénéfice par rapport à la période correspondante de 2023. Le taux d'imposition effectif en 2024 s'est établi à 24,3 % (taux d'imposition effectif négatif de 7,3 % en 2023). La charge d'impôt exigible en 2023 tient compte de l'incidence de l'augmentation de la base fiscale liée à 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.

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'actions ordinaires un pourcentage plus élevé de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles avec un niveau d'endettement réduit et un profil de risque plus faible.

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. Au premier trimestre de 2024, notre notation a été relevée par S&P Global et est passée à BBB avec perspective stable. 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)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :		
Activités d'exploitation	1 925	(286)
Activités d'investissement	(1 135)	(1 755)
Flux de trésorerie compte non tenu des activités de financement, montant net	790	(2 041)
Activités de financement	(677)	(435)
Incidence des fluctuations du cours de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	60	1
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	173	(2 475)
	31 mars	31 décembre
(en millions de dollars)	2024	2023
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 400	2 227
Dettes totales	7 227	7 287

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour le trimestre clos le 31 mars 2024, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 1,9 G\$, comparativement à des sorties de trésorerie liées aux activités d'exploitation de 286 M\$ pour le trimestre correspondant de 2023. Cette augmentation s'explique essentiellement par la hausse de la marge d'exploitation ainsi que par la variation du fonds de roulement hors trésorerie. Au premier trimestre de 2024, la variation du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'exploitation a diminué de 269 M\$, comparativement à celle au 31 décembre 2023. Cette diminution s'explique surtout par la hausse des comptes débiteurs, des comptes créditeurs et des stocks, en raison de la hausse des prix du pétrole brut et des produits raffinés. Au premier trimestre de 2023, la variation du fonds de roulement hors trésorerie avait correspondu à une diminution de 1,6 G\$, en raison surtout du paiement d'un passif d'impôt de 1,2 G\$ durant ce trimestre.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les sorties de trésorerie liée aux activités d'investissement ont diminué au premier trimestre de 2024, comparativement à la période correspondante de 2023. Cette diminution est essentiellement attribuable à la diminution des montants au titre du financement d'acquisitions. Les montants au titre du financement d'acquisitions ont été plus élevés en 2023, en raison de la clôture de l'acquisition de Toledo au premier trimestre. La variation nette du fonds de roulement hors trésorerie lié aux activités d'investissement a été de 101 M\$, comparativement à 184 M\$ en 2023. Cette variation s'explique principalement par les fluctuations des montants à verser aux termes du paiement conditionnel.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour le trimestre clos le 31 mars 2024, les sorties de trésorerie liées aux activités de financement ont augmenté par rapport à la période correspondante de 2023, en raison surtout de l'augmentation des rendements en numéraire pour les actionnaires de 436 M\$, comparativement à 258 M\$ au premier trimestre de 2023, conjugués à la hausse des remboursements sur les emprunts à court terme.

Fonds de roulement

Compte non tenu de la partie courante des paiements conditionnels, notre fonds de roulement ajusté s'élevait à 4,6 G\$ au 31 mars 2024 (3,7 G\$ au 31 décembre 2023). Cette hausse du fonds de roulement s'explique surtout par la hausse des comptes débiteurs, des stocks et des comptes créditeurs, en raison essentiellement de la hausse des prix des marchandises. Les volumes de stocks totaux ont diminué par rapport à leurs niveaux du 31 décembre 2023.

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 mars	
	2024	2023
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 925	(286)
(Ajouter) déduire :		
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(48)	(48)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(269)	(1 633)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	2 242	1 395
Dépenses d'investissement	1 036	1 101
Fonds provenant de l'exploitation disponibles	1 206	294
Ajouter (déduire) :		
Dividendes de base versés sur les actions ordinaires	(262)	(200)
Dividendes versés sur les actions privilégiées	(9)	(18)
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(48)	(48)
Remboursement du capital des contrats de location	(70)	(70)
Acquisitions, moins la trésorerie acquise	(10)	(465)
Produit de la sortie d'actifs	25	8
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles	832	(499)

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 ultime quant à notre dette nette qui est de 4,0 G\$. Cet objectif de dette nette de 4,0 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, ce qui, selon nos estimations, correspond à 45,00 \$US par baril.

Nous prévoyons actuellement 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 9,0 G\$, mais supérieure à 4,0 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 4,0 G\$.
- Lorsque la dette nette est supérieure à 9,0 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.

Afin d'améliorer la précision et la prévisibilité des rendements pour les actionnaires après avoir atteint notre cible de dette nette à la fin d'un trimestre, notre objectif sera d'affecter la totalité de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles de chacun des trimestres suivants au rendement pour les actionnaires, par l'intermédiaire de rachats d'actions et du versement de dividendes variables, après déduction de l'excédent de la dette nette sur 4,0 G\$, à la fin du trimestre précédent.

Afin de gérer efficacement le fonds de roulement et la trésorerie, l'affectation de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles aux rendements pour les actionnaires selon l'un ou l'autre des scénarios ci-dessus pourra être accélérée, différée ou répartie entre les trimestres, tout en poursuivant notre objectif d'affecter, au fil du temps, la totalité de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles aux rendements pour les actionnaires et notre cible de dette nette de 4,0 G\$.

Le 31 décembre 2023, notre dette à long terme se chiffrait à 7,1 G\$ et notre dette nette s'établissait à 5,1 G\$. Par conséquent, notre rendement cible pour les actionnaires pour le trimestre clos le 31 mars 2024 était de 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles du trimestre de 832 M\$. Notre rendement cible était donc de 416 M\$, objectif partiellement atteint grâce au rachat d'actions d'un montant de 165 M\$. Par conséquent, le conseil d'administration de la société a déclaré un dividende variable pour le deuxième trimestre de 0,135 \$ par action ordinaire, payable le 31 mai 2024 aux actionnaires ordinaires inscrits le 17 mai 2024.

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2024
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles	832
Rendement cible	416
Déduire : Rachat d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique	(165)
Montant disponible aux fins de la déclaration d'un dividende variable	251

Au 31 mars 2024, notre dette nette était de 4,8 G\$ et, par conséquent, nous prévoyons que notre rendement pour les actionnaires pour le trimestre clos le 30 juin 2024 sera de 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles du deuxième trimestre.

Emprunts à court terme

Au 31 mars 2024, la quote-part de la société de tout prélèvement sur les facilités remboursables à vue non engagée de WRB était de néant (135 M\$ US, ou 179 M\$ CA, au 31 décembre 2023). Il n'y avait aucun prélèvement direct sur nos facilités remboursables à vue non engagées au 31 mars 2024 et au 31 décembre 2023.

Dette à long terme, y compris la partie courante

Au 31 mars 2024, la dette à long terme, y compris la partie courante, s'élevait à 7,2 G\$ (7,1 G\$ au 31 décembre 2023). Cette dette comprend nos billets non garantis libellés en dollars américains totalisant 3,8 G\$ US, ou 5,2 G\$ CA (3,8 G\$ US, ou 5,0 G\$ CA, au 31 décembre 2023), et nos billets non garantis libellés en dollars canadiens totalisant 2,0 G\$ (2,0 G\$ au 31 décembre 2023).

Au 31 mars 2024, nous respectons toutes les conditions de nos conventions d'emprunt.

Sources de liquidités disponibles

Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 31 mars 2024 :

(en millions de dollars)	Échéance	Montant disponible
Trésorerie et équivalents de trésorerie	s. o.	2 400
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.	1 127
WRB ³⁾	s. o.	305

1) Aucun montant n'avait été prélevé sur la facilité de crédit engagée au 31 mars 2024 (néant au 31 décembre 2023).

2) Correspond aux montants pouvant être retirés au comptant. 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 mars 2024, des lettres de crédit totalisant 308 M\$ (364 M\$ au 31 décembre 2023) avaient été émises, et aucun emprunt direct n'avait été effectué (néant au 31 décembre 2023) sur ces facilités de crédit.

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 mars 2024, aucun prélèvement n'avait été effectué (135 M\$ US, ou 179 M\$ CA, au 31 décembre 2023).

Aux termes de notre facilité de crédit engagée, nous sommes tenus de conserver un ratio dette/capitaux permanents, au sens donné à ce terme dans les conventions d'emprunt, ne dépassant pas 65 %. Notre ratio est en deçà de cette limite.

Prospectus préalable de base

Nous avons déposé un prospectus préalable de base qui nous permet d'émettre à l'occasion, au Canada, aux États-Unis ou ailleurs, là où la loi l'autorise, des titres d'emprunt, des actions ordinaires, des actions privilégiées, des reçus de souscription, des bons de souscription, des contrats d'achat d'actions et des unités. 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, entre autres, la dette totale, le ratio dette nette/BAIIA ajusté, le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et le ratio dette nette/capitaux permanents. Se reporter à la note 12 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

La dette nette s'entend des emprunts à court terme et de la partie courante et de la partie non courante de la dette à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des placements à court terme. Les composantes des ratios comprennent les capitaux permanents, les fonds provenant de l'exploitation ajustés et le BAIIA ajusté. Les capitaux permanents correspondent à la dette nette plus les capitaux propres. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés, dans le contexte du ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés, correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, diminués du règlement des passifs relatifs au démantèlement et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation calculé sur une base de 12 mois. Le BAIIA ajusté, 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 pertes à la sortie d'actifs, des profits ou des pertes liés à la réévaluation du paiement conditionnel, 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.

	31 mars 2024	31 décembre 2023
Ratio dette nette/BAIIA ajusté (fois)	0,4	0,5
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés (fois)	0,5	0,6
Ratio dette nette/capitaux permanents (%)	14	15

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 45,00 \$ 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.

Notre ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et notre ratio dette nette/BAIIA ajusté au 31 mars 2024 ont diminué depuis le 31 décembre 2023, en raison de la diminution de la dette nette et de l'augmentation 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.

Au 31 mars 2024, notre ratio dette nette/capitaux permanents avait diminué par rapport à celui au 31 décembre 2023, principalement en raison de la diminution de la dette nette.

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 mars 2024, environ 1 865,2 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (1 871,9 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2023) et 36 millions d'actions privilégiées étaient en circulation (36 millions d'actions privilégiées au 31 décembre 2023). Se reporter à la note 16 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Au 31 mars 2024, environ 7,3 millions de bons de souscription de Cenovus étaient en circulation (7,6 millions de bons de souscription de Cenovus au 31 décembre 2023). 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 16 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Se reporter à la note 18 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information au sujet de nos régimes d'options sur actions, de notre régime d'unités d'actions liées au rendement, de notre régime d'unités d'actions de négociation restreinte et de notre régime d'unités d'actions différées. Nos actions en circulation se présentent comme suit :

Au 26 avril 2024	Unités en cours (en milliers)	Unités exerçables (en milliers)
Actions ordinaires	1 860 254	s. o.
Bons de souscription de Cenovus	7 280	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	13 364	8 995
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	17 485	1 732

Dividendes sur les actions ordinaires

Au premier trimestre de 2024, nous avons versé des dividendes de base de 262 M\$, soit 0,140 \$ par action ordinaire (200 M\$, soit 0,105 \$ par action ordinaire, en 2023).

Le 30 avril 2024, le conseil d'administration a déclaré un dividende de base pour le deuxième trimestre de 0,180 \$ par action ordinaire, soit une augmentation de 29 % comparativement au dividende pour le premier trimestre déclaré en février 2024. Le dividende de base est payable le 28 juin 2024 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 14 juin 2024. Cette augmentation correspond à notre proposition de valeur à long terme et à nos projets d'augmenter considérablement notre dividende de base.

Le conseil d'administration de la société a déclaré un dividende variable pour le deuxième trimestre de 0,135 \$ par action ordinaire, payable le 31 mai 2024 aux actionnaires ordinaires inscrits le 17 mai 2024. Aucun dividende variable n'a été déclaré ou versé pour le premier trimestre de 2024 ou de 2023.

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

Dividendes sur les actions privilégiées rachetables par anticipation à dividende cumulatif

Pour le trimestre clos le 31 mars 2024, des dividendes totalisant 9 M\$ ont été versés sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7 (18 M\$ en 2023). Le conseil d'administration a déclaré pour le deuxième trimestre un dividende totalisant 9 M\$ sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7 payable le 2 juillet 2024 aux porteurs d'actions privilégiées inscrits le 14 juin 2024.

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

Rachats d'actions

Nous avons mis en place un programme d'offre publique de rachat d'actions 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.

	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Actions ordinaires rachetées et annulées aux termes de l'offre publique (en millions d'actions ordinaires)	7,4	1,6
Prix moyen pondéré par action ordinaire (en dollars)	22,30	25,54
Rachat d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique (en millions de dollars)	(165)	(40)

Entre le 1^{er} avril 2024 et le 26 avril 2024, la société a racheté 8,6 millions d'actions ordinaires de plus pour un montant de 250 M\$. En date du 26 avril 2024, la société pouvait racheter jusqu'à 106,6 millions d'actions ordinaires additionnelles dans le cadre de son offre publique.

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 en ont été exclues. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter à la note 23 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

Au 31 mars 2024, le total de nos engagements s'élevait à 28,7 G\$ (28,8 G\$ au 31 décembre 2023), dont une tranche de 25,0 G\$ se rapporte à divers engagements liés au transport et au stockage et une tranche de 380 M\$ se rapporte à des engagements liés à l'achat de marchandises. Les engagements liés au transport comprennent une tranche de 13,6 G\$ assujettie à l'approbation des organismes de réglementation ou qui a été approuvée, mais non encore en vigueur. Les contrats sont d'une durée pouvant aller jusqu'à 20 ans à compter de la date de leur entrée en vigueur et devraient concourir à l'harmonisation des besoins futurs de la société en matière de transport.

Au 31 mars 2024, les engagements totaux de la société comprenaient des engagements conclus avec HMLP qui prévoient un montant de 2,0 G\$ pour des services à long terme liés au transport et au stockage.

Au 31 mars 2024, les lettres de crédit en cours émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats totalisaient 308 M\$ (364 M\$ au 31 décembre 2023).

Actions en justice

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

Transactions entre parties liées

Cenovus détient une participation de 40 % dans l'entité contrôlée conjointement HCML. La quote-part revenant à la société du résultat lié à la coentreprise est inscrite dans le résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2024, la société a reçu des distributions totalisant 31 M\$ de la part de HCML (23 M\$ en 2023) et a versé un apport de néant (11 M\$ en 2023).

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 le trimestre clos le 31 mars 2024, nous avons imputé à HMLP 31 M\$ au titre de la construction et des services de gestion (32 M\$ en 2023).

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 le trimestre clos le 31 mars 2024, nous avons engagé des coûts de 69 M\$ pour l'utilisation des réseaux pipeliniers de HMLP ainsi que pour les services de transport et de stockage (67 M\$ en 2023).

GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE

Pour comprendre précisément les risques qui ont une incidence pour nous, il faut lire le texte qui suit en parallèle avec la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » de notre rapport de gestion annuel de 2023.

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.

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 annuels pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 sont expliqués plus amplement le mode de préparation et nos méthodes comptables significatives.

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

Les jugements d'importance critique sont ceux que la direction doit poser lors de l'application des méthodes comptables qui ont le plus d'effet sur les montants comptabilisés dans nos états financiers consolidés annuels et intermédiaires. Une liste des jugements comptables d'importance critique servant dans l'application des méthodes comptables ainsi que des principales sources d'incertitude relative aux estimations figure dans les notes annexes aux états financiers consolidés annuels de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Mise à jour de méthodes comptables

Au 1^{er} janvier 2024, la société a mis à jour ses méthodes comptables de manière à regrouper certains éléments présentés aux états consolidés du résultat global afin de mieux refléter les activités intégrées de l'entreprise. Aucun solde n'a fait l'objet d'une réévaluation.

Les modifications suivantes ont été apportées à la présentation des périodes comparatives :

- Le chiffre d'affaires brut et les redevances ont été regroupés et présentés au poste « Produits des activités ordinaires ».
- Les marchandises achetées et les frais de transport et de fluidification ont été regroupés et présentés au poste « Marchandises achetées, et frais de transport et de fluidification ».
- La charge d'amortissement et d'épuisement ainsi que les coûts de prospection ont été regroupés et présentés au poste « Amortissement et épuisement, et coûts de prospection ».
- Les charges financières et les produits d'intérêt ont été regroupés et présentés au poste « Charges financières, montant net ».
- (Le profit) la perte lié à la réévaluation et (le profit) la perte à la sortie d'actifs ont été regroupés et présentés au poste « (Profit) perte à la sortie d'actifs ».

Adoption à venir de nouvelles normes et interprétations comptables

Le 9 avril 2024, l'International Accounting Standards Board a publié la norme IFRS 18, *États financiers : Présentation et informations à fournir*, qui remplace la norme IAS 1, *Présentation des états financiers*. La norme IFRS 18 établit une structure révisée pour l'état consolidé du résultat global et une meilleure comparabilité entre les entités et les périodes de présentation de l'information financière.

La norme IFRS 18 entrera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2027. L'application de cette norme est rétrospective, et certaines dispositions transitoires sont prévues. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption d'IFRS 18 sur ses états financiers consolidés.

ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

La direction, notamment le président et chef de la direction et le vice-président directeur et chef des finances, a procédé à une évaluation de la conception et de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») et des contrôles et procédures de communication de l'information (les « CPCI ») au 31 mars 2024. 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 mars 2024.

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 », « progresser », « 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 sécurité; la durabilité; la maximisation de la valeur; la discipline financière; la discipline en matière d'affectation des capitaux; les fonds provenant de l'exploitation disponibles, la gestion de notre bilan; la croissance de nos activités de base; notre budget d'investissement de 2024; la réduction des coûts; la réalisation de la pleine valeur de l'entreprise intégrée; le réinvestissement dans notre entreprise; la diversification de notre portefeuille; notre dette nette; la production de Terra Nova; le redémarrage de la production au gisement White Rose; la mise en production du projet West White Rose; l'amélioration de la rentabilité du secteur Raffinage aux États-Unis; l'optimisation des taux de traitement aux raffineries de la société; la réalisation de projets; la fiabilité de l'exploitation; le fait d'être un fournisseur de premier ordre; le maintien d'un solide bilan; la réalisation de projets majeurs; les activités de révision et les dépenses s'y rattachant; l'intégration physique; les coûts; les marges; la réalisation de la pleine valeur de l'entreprise intégrée; la valeur à long terme de Cenovus; la fiabilité et la rentabilité des activités en aval; nos cinq domaines d'intervention ESG; le projet de réseau de transport et de centre de captage et de stockage du carbone de l'Alliance Nouvelles voies; les paiements variables; la charge d'impôt exigible; le financement des besoins en trésorerie à court terme; les notations; le respect des obligations de paiement; la volatilité et la stabilité des flux de trésorerie; le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés; la structure de répartition des capitaux de la société; la possibilité de tirer parti des occasions tout au long du cycle du prix des marchandises; le ratio dette nette/BAIIA ajusté; le ratio dette nette/capitaux permanents; le maintien de liquidités suffisantes; la résilience financière; les obligations découlant de poursuites judiciaires; les engagements au titre du transport et du stockage; ainsi que les perspectives de la société concernant les marchandises et le 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 réels de la société 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 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/BALIA ajusté et un ratio dette nette/fonds provenant de l’exploitation ajustés souhaitables; la capacité de la société de faire appel à des sources diverses de capitaux d’emprunt et de capitaux propres, et de le faire selon des modalités acceptables; la capacité de la société de financer les dépenses d’investissement de croissance et de maintien; la modification des notations de crédit qui lui sont accordées ou qui sont accordées à ses titres; les changements apportés aux plans de la société en matière de dividendes; la capacité de la société à utiliser des pertes fiscales dans une période à venir; la précision des estimations des réserves, de la production future et des produits nets futurs; l’exactitude des estimations et jugements comptables de la société; la capacité de la société de remplacer et d’accroître ses réserves de pétrole brut et de gaz naturel; les coûts d’acquisition des droits d’exploration, des études géologiques, des forages d’essai et de la mise en valeur de projets; les exigences éventuelles en vertu des normes comptables en vigueur devant s’appliquer de temps à autre en ce qui concerne la perte de valeur ou la reprise des montants recouvrables estimatifs de certains ou de la totalité des actifs ou du goodwill de la société; la capacité de la société de maintenir ses relations avec ses partenaires et de parvenir à gérer et à exploiter ses activités intégrées; la fiabilité des actifs de la société, notamment pour atteindre les objectifs en matière de production; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et processus de 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 ET DÉFINITIONS

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
WTI	West Texas Intermediate			ESG	Environnement, société et gouvernance
				GES	gaz à effet de serre
				NPSD	navire de production, de stockage et de déchargement
				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

MESURES FINANCIÈRES DÉTERMINÉES

Certaines mesures financières qui figurent dans le présent document ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les normes comptables IFRS, notamment la marge d'exploitation, 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, le prix de vente réalisé 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 normes comptables 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 de la période pertinente 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 périodes de l'exercice 2023 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.

Marge d'exploitation

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars							
	2024		2023		2024		2023	
	Secteurs en amont ¹⁾		Secteurs en aval ¹⁾		Total			
Chiffre d'affaires brut ²⁾	7 864	7 217	8 567	7 137	16 431	14 354		
Redevances	(747)	(596)	—	—	(747)	(596)		
Produits des activités ordinaires	7 117	6 621	8 567	7 137	15 684	13 758		
Charges								
Marchandises achetées ²⁾	771	838	7 219	5 991	7 990	6 829		
Transport et fluidification ²⁾	2 811	3 027	—	—	2 811	3 027		
Charges d'exploitation	898	1 029	787	754	1 685	1 783		
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	6	16	1	1	7	17		
Marge d'exploitation	2 631	1 711	560	391	3 191	2 102		

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

2) *Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 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 actif

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2024		
	Atlantique	Asie-Pacifique	Production extracôtière ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	42	315	357
Redevances	(2)	(24)	(26)
Produits des activités ordinaires	40	291	331
Charges			
Transport et fluidification	—	—	—
Charges d'exploitation	57	28	85
Marge d'exploitation	(17)	263	246

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2023		
	Atlantique	Asie-Pacifique	Production extracôtière ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	149	324	473
Redevances	(8)	(18)	(26)
Produits des activités ordinaires	141	306	447
Charges			
Transport et fluidification	5	—	5
Charges d'exploitation	117	25	142
Marge d'exploitation	19	281	300

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

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 d'exploitation. Les éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation 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 d'exploitation, 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, déduction faite de la trésorerie acquise, majorés des produits des sorties d'actifs ou de tout paiement s'y rapportant.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 925	(286)
(Ajouter) déduire :		
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(48)	(48)
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie d'exploitation	(269)	(1 633)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	2 242	1 395
Dépenses d'investissement	1 036	1 101
Fonds provenant de l'exploitation disponibles	1 206	294
Ajouter (déduire) :		
Dividendes de base versés sur les actions ordinaires	(262)	(200)
Dividendes versés sur les actions privilégiées	(9)	(18)
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(48)	(48)
Remboursement du capital des contrats de location	(70)	(70)
Acquisitions, moins la trésorerie acquise	(10)	(465)
Produit de la sortie d'actifs	25	8
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles	832	(499)

Marge brute et marge de raffinage

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 tirée des raffineries et de l'usine de valorisation divisée par le nombre de barils de pétrole brut produits.

Raffinage au Canada

Trimestre clos le 31 mars 2024						
(en millions de dollars)	Usine de valorisation de Lloydminster		Raffinerie de Lloydminster		Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Total – Raffinage au Canada ²⁾
					Autres ¹⁾	
Produits des activités ordinaires	1 079	192	1 271	61	1 332	
Marchandises achetées	897	150	1 047	40	1 087	
Marge brute	182	42	224	21	245	
Données d'exploitation						
	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster			
Production unitaire de pétrole brut (kb/j)	75,5	28,6	104,1			
Marge d'affinage (\$/b)	26,47	16,35	23,69			

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.

Trimestre clos le 31 mars 2023						
(en millions de dollars)	Usine de valorisation de Lloydminster		Raffinerie de Lloydminster		Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Total – Fabrication au Canada ²⁾
					Autres ¹⁾	
Produits des activités ordinaires	1 213	188	1 401	107	1 508	
Marchandises achetées	907	109	1 016	77	1 093	
Marge brute	306	79	385	30	415	
Données d'exploitation						
	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster			
Production unitaire de pétrole brut lourd (kb/j)	70,0	28,7	98,7			
Marge de raffinage (\$/b)	48,53	30,53	43,30			

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.

Raffinage aux États-Unis

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Produits des activités ordinaires ^{1), 2)}	7 235	5 629
Marchandises achetées ^{1), 2)}	6 132	4 898
Marge brute	1 103	731
Production de pétrole brut (kb/j)	551,1	359,2
Marge d'affinage (\$/b)	22,00	22,62

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

2) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 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.

Charges d'exploitation unitaires

Les charges d'exploitation unitaires sont une mesure financière déterminée utilisée pour évaluer la performance de nos activités en aval et en amont. Les charges d'exploitation unitaires du secteur Raffinage au Canada correspondent aux charges d'exploitation totales associées à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster divisées par la production unitaire de pétrole brut. Les charges d'exploitation unitaires du secteur Raffinage aux États-Unis correspondent aux charges d'exploitation divisées par la production unitaire de pétrole brut. Les charges d'exploitation unitaires des secteurs en amont sont comprises dans le calcul des prix nets opérationnels ci-après.

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.

Frais de transport unitaires

Les frais de transport unitaires sont une mesure financière déterminée qui sert à calculer les frais de transport sur une base unitaire pour nos secteurs en amont. Nous définissons les frais de transport unitaires comme la somme des frais de transport divisée par les volumes de vente. Les frais de transport unitaires des secteurs en amont sont compris dans le calcul des prix nets opérationnels ci-après.

Rapprochement des prix nets opérationnels et prix de vente réalisés

Le prix net opérationnel par baril d'équivalent de pétrole est un ratio hors PCGR. 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 essentiellement 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. Le prix de vente réalisé est une mesure financière hors PCGR. Cette mesure comprend les ventes réalisées, le coût des diluants achetés et le profit tiré d'activités d'optimisation telles que la cogénération et le traitement pour des tiers ainsi que la négociation de titres. Les mesures unitaires sont divisées par les volumes de vente. Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de marchandises ni de leur reprise, tant qu'elles ne sont pas réalisées lorsque les marchandises sont vendues et ne rendent pas compte des activités de gestion des risques. Les condensats ou le butane, qui sont des diluants, sont mélangés au pétrole brut en vue du transport aux fins de commercialisation.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2024, des modifications ont été apportées à notre définition du prix net opérationnel afin de préciser certains des coûts inclus dans cette mesure. Ces modifications ont donné lieu à des ajustements mineurs inclus dans le calcul du prix net opérationnel sur une base prospective.

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 mars 2024 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Sables bitumineux – Lloydminster ¹⁾	Total – Bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	1 356	1 474	340	850	4 020	—	4 020
Redevances	(293)	(339)	(11)	(54)	(697)	—	(697)
Produits des activités ordinaires	1 063	1 135	329	796	3 323	—	3 323
Charges							
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	181	119	71	45	416	—	416
Charges d'exploitation	191	188	65	211	655	—	655
Prix net opérationnel	691	828	193	540	2 252	—	2 252
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							13
Marge d'exploitation							2 239

Trimestre clos le 31 mars 2024 (en millions de dollars)	Base pour le calcul de prix nets opérationnels				Ajustements		Total – Sables bitumineux ³⁾
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾			
Chiffre d'affaires brut	4 020	2 305	213	90	—	—	6 628
Redevances	(697)	—	—	—	—	—	(697)
Produits des activités ordinaires	3 323	2 305	213	90	—	—	5 931
Charges							
Marchandises achetées	—	—	—	76	—	—	289
Transport et fluidification	416	2 305	—	12	—	—	2 733
Charges d'exploitation	655	—	—	5	—	—	660
Prix net opérationnel	2 252	—	—	(3)	—	—	2 249
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	13	—	—	—	—	—	13
Marge d'exploitation	2 239	—	—	(3)	—	—	2 236

Base pour le calcul des prix nets opérationnels							
Trimestre clos le 31 mars 2023 (en millions de dollars)	Sables				Total – Bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	Total – Sables bitumineux
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	bitumineux – Lloydminster ¹⁾			
Chiffre d'affaires brut	1 032	1 067	181	605	2 885	3	2 888
Redevances	(189)	(273)	(6)	(47)	(515)	(1)	(516)
Produits des activités ordinaires	843	794	175	558	2 370	2	2 372
Charges							
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	222	165	45	38	470	—	470
Charges d'exploitation	215	195	79	236	725	4	729
Prix net opérationnel	406	434	51	284	1 175	(2)	1 173
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							7
Marge d'exploitation							1 166

Trimestre clos le 31 mars 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul de prix nets opérationnels				Ajustements		Total – Sables bitumineux ^{3), 4)}
	Total – Sables bitumineux		Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾		
Chiffre d'affaires brut	2 888		2 445	294	80		5 707
Redevances	(516)		—	—	—		(516)
Produits des activités ordinaires	2 372		2 445	294	80		5 191
Charges							
Marchandises achetées	—		—	294	61		355
Transport et fluidification	470		2 445	—	26		2 941
Charges d'exploitation	729		—	—	8		737
Prix net opérationnel	1 173		—	—	(15)		1 158
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	7		—	—	1		8
Marge d'exploitation	1 166		—	—	(16)		1 150

- 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 la fluidification.
- 3) Ces montants, exclusion faite des prix nets opérationnels, sont présentés à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.
- 4) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 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.

Hydrocarbures classiques

Trimestre clos le 31 mars 2024 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements		Hydrocarbures classiques ²⁾
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres ¹⁾			
Chiffre d'affaires brut	362	482	35			879
Redevances	(24)	—	—			(24)
Produits des activités ordinaires	338	482	35			855
Charges						
Marchandises achetées	—	482	—			482
Transport et fluidification	51	—	27			78
Charges d'exploitation	143	—	10			153
Prix net opérationnel	144	—	(2)			142
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(7)	—	—			(7)
Marge d'exploitation	151	—	(2)			149

Trimestre clos le 31 mars 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements		Hydrocarbures classiques ^{2), 3)}
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres ¹⁾			
Chiffre d'affaires brut	491	483	63			1 037
Redevances	(54)	—	—			(54)
Produits des activités ordinaires	437	483	63			983
Charges						
Marchandises achetées	—	483	—			483
Transport et fluidification	45	—	36			81
Charges d'exploitation	146	—	4			150
Prix net opérationnel	246	—	23			269
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	8	—	—			8
Marge d'exploitation	238	—	23			261

- 1) La catégorie Autres comprend les coûts de reclassement liés principalement aux activités de cogénération pour des tiers, de traitement ainsi que de transport.
- 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 tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 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.

Production extracôtière

Trimestre clos le 31 mars 2024 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Total – Production extracôtière ³⁾
	Atlantique	Chine	Indonésie ¹⁾	Total – Asie-Pacifique	Total – production extracôtière	Ajustement selon la méthode de la mise en équivalence ¹⁾	Autres	
Chiffre d'affaires brut	42	315	68	383	425	(68)	—	357
Redevances	(2)	(24)	(5)	(29)	(31)	5	—	(26)
Produits des activités ordinaires	40	291	63	354	394	(63)	—	331
Charges								
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	—	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	57	25	15	40	97	(12)	—	85
Prix net opérationnel	(17)	266	48	314	297	(51)	—	246
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques					—	—	—	—
Marge d'exploitation					297	(51)	—	246

Trimestre clos le 31 mars 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Total – Production extracôtière ³⁾
	Atlantique	Chine	Indonésie ¹⁾	Total – Asie-Pacifique	Total – production extracôtière	Ajustement selon la méthode de la mise en équivalence ¹⁾	Autres ²⁾	
Chiffre d'affaires brut	149	324	73	397	546	(73)	—	473
Redevances	(8)	(18)	(23)	(41)	(49)	23	—	(26)
Produits des activités ordinaires	141	306	50	356	497	(50)	—	447
Charges								
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	5	—	—	—	5	—	—	5
Charges d'exploitation	85	22	14	36	121	(10)	31	142
Prix net opérationnel	51	284	36	320	371	(40)	(31)	300
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques					—	—	—	—
Marge d'exploitation					371	(40)	(31)	300

- 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 intermédiaires.
- 2) Se rapportent essentiellement aux dépenses liées au projet West White Rose.
- 3) Ces montants, exclusion faite des prix nets opérationnels, sont présentés à la note 1 aux annexe états financiers consolidés intermédiaires.

Volumes de vente en amont¹⁾

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

(en milliers de bep par jour)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Sables bitumineux		
Foster Creek	194,0	183,6
Christina Lake	242,2	237,9
Sunrise	42,3	39,8
Lloydminster	128,4	115,7
Total – Sables bitumineux	606,9	577,0
Hydrocarbures classiques	120,7	123,9
Production extracôtière		
Atlantique	3,9	15,7
Asie-Pacifique		
Chine	43,7	43,0
Indonésie	14,0	13,7
Total – Asie-Pacifique	57,7	56,7
Total – production extracôtière	61,6	72,4
Ventes avant déduction de la consommation interne	789,2	773,3
Consommation interne ²⁾	(105,8)	(90,2)
Total – Volume des ventes en amont	683,4	683,1

- 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 du résultat global 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 du résultat global. Ces ajustements sont sans incidence sur le résultat net, la marge d'exploitation, le résultat sectoriel, les flux de trésorerie ou la situation financière.

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2023		
	Montant publié	Révisions	Solde modifié
Secteur Sables bitumineux			
Chiffre d'affaires brut	5 911	(204)	5 707
Marchandises achetées	559	(204)	355
	<u>5 352</u>	<u>—</u>	<u>5 352</u>
Secteur Hydrocarbures classiques			
Chiffre d'affaires brut	1 031	6	1 037
Marchandises achetées	510	(27)	483
Transport et fluidification	48	33	81
	<u>473</u>	<u>—</u>	<u>473</u>
Secteur Raffinage aux États-Unis			
Chiffre d'affaires brut	5 860	(231)	5 629
Marchandises achetées	5 129	(231)	4 898
	<u>731</u>	<u>—</u>	<u>731</u>
Secteur Activités non sectorielles et éliminations			
Chiffre d'affaires brut	(1 925)	429	(1 496)
Marchandises achetées	(1 499)	479	(1 020)
Transport et fluidification	(141)	(134)	(275)
Charges d'exploitation	(231)	84	(147)
	<u>(54)</u>	<u>—</u>	<u>(54)</u>
Chiffres consolidés			
Marchandises achetées	5 792	17	5 809
Transport et fluidification	2 853	(101)	2 752
Marchandises achetées, transport et fluidification¹⁾	8 645	(84)	8 561
Charges d'exploitation	1 552	84	1 636
	<u>10 197</u>	<u>—</u>	<u>10 197</u>

1) Présentation révisée au 1^{er} janvier 2024. Se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.