



**Cenovus Energy Inc.**

Rapport de gestion (non audité)

Pour la période close le 31 mars 2023

(en dollars canadiens)

# RAPPORT DE GESTION

Pour la période close le 31 mars 2023

<a href="#">APERÇU DE CENOVUS</a>	3
<a href="#">APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE</a>	5
<a href="#">RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS</a>	7
<a href="#">PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS</a>	13
<a href="#">PERSPECTIVES</a>	16
<a href="#">SECTEURS À PRÉSENTER</a>	18
<a href="#">SECTEURS EN AMONT</a>	18
<a href="#">SABLES BITUMINEUX</a>	18
<a href="#">HYDROCARBURES CLASSIQUES</a>	23
<a href="#">PRODUCTION EXTRACÔTIÈRE</a>	25
<a href="#">SECTEURS EN AVAL</a>	28
<a href="#">FABRICATION AU CANADA</a>	28
<a href="#">FABRICATION AUX ÉTATS-UNIS</a>	29
<a href="#">ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS</a>	32
<a href="#">SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT</a>	34
<a href="#">GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE</a>	39
<a href="#">JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE</a>	39
<a href="#">ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE</a>	40
<a href="#">MISE EN GARDE</a>	40
<a href="#">ABRÉVIATIONS</a>	44
<a href="#">MESURES FINANCIÈRES DÉTERMINÉES</a>	45

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus », « nous », « notre », « nos » ou la « société », c'est-à-dire Cenovus Energy Inc., ses filiales et les participations qu'elle ou ses filiales détiennent), daté du 25 avril 2023, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 31 mars 2023 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires »), les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2022 et les notes annexes (les « états financiers consolidés ») et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2022 (le « rapport de gestion annuel »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 25 avril 2023, sauf indication contraire. Le présent rapport de gestion contient de l'information prospective concernant nos prévisions, estimations, projections et hypothèses actuelles. Pour se renseigner sur les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon significative de cette information prospective ainsi que sur les principales hypothèses sous-jacentes à celle-ci, lire la rubrique « Mise en garde ». La direction de Cenovus (la « direction ») a préparé ce rapport de gestion. Le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») a examiné le rapport de gestion et en a recommandé l'approbation au conseil le 25 avril 2023. Des renseignements supplémentaires sur Cenovus, notamment ses rapports trimestriels et annuels, sa notice annuelle et le formulaire 40-F qui la concerne, peuvent être consultés sur SEDAR, à l'adresse [sedar.com](http://sedar.com), sur EDGAR, à l'adresse [sec.gov](http://sec.gov) et sur le site Web de la société, à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com). L'information sur notre site Web ou qui y est reliée, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie du rapport de gestion.

## Mode de présentation

Le présent rapport de gestion et les états financiers consolidés intermédiaires, qui sont présentés de façon comparative, sont dressés en dollars canadiens (« dollar » ou « \$ »), sauf lorsqu'il est fait mention d'une autre devise. Ils ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS » ou « PCGR ») publiées par l'International Accounting Standards Board. Les volumes de production sont présentés avant déduction des redevances. Se reporter à la rubrique « Abréviations » pour les termes pétroliers et gaziers couramment utilisés.

## APERÇU DE CENOVUS

---

Nous sommes une société énergétique canadienne intégrée dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta. Nous sommes le deuxième producteur canadien de pétrole brut et de gaz naturel en importance menant des activités dans les secteurs en amont au Canada et dans la région de l'Asie-Pacifique, et la deuxième entreprise installée au Canada de raffinage et de valorisation menant des activités dans le secteur en aval au Canada et aux États-Unis, par sa taille.

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 de nos activités en amont et en aval contribue à atténuer l'incidence de la volatilité des écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd et à améliorer notre résultat net en nous permettant de dégager de la valeur de notre production de pétrole brut et de gaz naturel grâce à la vente de produits finis comme les carburants de transport.

### Notre stratégie et nos principales priorités pour 2023

Chez Cenovus, notre mission est de fournir de l'énergie dans le monde entier pour améliorer la qualité de vie des gens. Notre stratégie vise à maximiser la valeur pour les actionnaires au moyen de structures de coûts concurrentielles et de l'optimisation des marges tout en offrant un rendement de premier ordre sur le plan de la sécurité et un leadership en matière de durabilité. La société vise en priorité les fonds provenant de l'exploitation disponibles pendant tous les cycles de prix qui permettent de gérer son bilan, d'augmenter le rendement pour les actionnaires grâce à la croissance des dividendes et au rachat d'actions, de réinvestir dans l'entreprise et d'assurer la diversification. Le 6 décembre 2022, nous avons publié notre budget 2023. Nos objectifs pour 2023, actualisés en date du 25 avril 2023, peuvent être consultés sur le site Web de la société à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com). Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion.

En 2023, nous visons la réalisation de notre stratégie au moyen de cinq principaux objectifs stratégiques.

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

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

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

#### Leadership en matière de durabilité

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

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

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

#### Domination du marché par les coûts

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

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

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

## Répartition des capitaux axée sur le rendement

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

Nous prévoyons de faire progresser considérablement le projet West White Rose en vue de commencer la production de pétrole en 2026.

## Nos activités

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

### Secteurs en amont

- **Sables bitumineux**, qui se consacre aux activités de mise en valeur et de production de bitume et de pétrole lourd dans le nord de l'Alberta et la Saskatchewan. Les actifs de sables bitumineux de Cenovus comprennent les actifs de Foster Creek, de Christina Lake et de Sunrise ainsi que les actifs de production par méthode thermique et de pétrole lourd classique de Lloydminster. Cenovus détient et exploite conjointement des réseaux de collecte et des terminaux de pipelines par l'intermédiaire d'une participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans Husky Midstream Limited Partnership (« HMLP »). Les activités de vente et de transport de la production de Cenovus et de volumes de marchandises de tiers sont gérées et commercialisées grâce à l'accès de la société à la capacité des pipelines et des installations de stockage de tiers au Canada et aux États-Unis, ce qui lui permet d'optimiser les gammes de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle.
- **Hydrocarbures classiques**, qui comprend des actifs riches en LGN et en gaz naturel dans les zones d'exploitation Elmworth-Wapiti, Kaybob-Edson, Clearwater et Rainbow Lake de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, ainsi que des participations dans de nombreuses installations de traitement du gaz naturel. La production de LGN et de gaz naturel de Cenovus est commercialisée et transportée, avec d'autres volumes de marchandises de tiers, grâce à l'accès de la société à la capacité des pipelines, des terminaux d'exportation et des installations de stockage de tiers, ce qui lui procure la souplesse nécessaire pour accéder au marché et optimiser les gammes de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle.
- **Production extracôtière**, qui comprend les activités d'exploitation, de prospection et de mise en valeur en Chine et sur la côte est du Canada, ainsi que la participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans la coentreprise Husky-CNOOC Madura Ltd. (« HCML ») en Indonésie.

### Secteurs en aval

- **Fabrication au Canada**, qui comprend le complexe de valorisation et de raffinage d'asphalte de Lloydminster que la société détient et exploite pour la valorisation de pétrole lourd et de bitume en pétrole brut synthétique, diesel, asphalte et autres produits connexes. De plus, Cenovus est propriétaire-exploitant du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim et de deux usines d'éthanol. Les activités liées aux carburants commerciaux de la société au Canada sont également comprises dans ce secteur. Cenovus commercialise sa production et les volumes de marchandises de tiers de manière à utiliser son réseau intégré d'actifs pour maximiser la valeur.
- **Fabrication aux États-Unis**, qui comprend les activités de raffinage du pétrole brut nécessaires à la production d'essence, de carburant diesel, de carburéacteur, d'asphalte et d'autres produits aux raffineries de Lima, de Superior et de Toledo entièrement détenues ainsi qu'aux raffineries de Wood River et de Borger (détenues conjointement avec l'exploitant Phillips 66). Cenovus commercialise également certains de ses propres volumes de produits pétroliers raffinés et 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 principalement les coûts engagés à l'échelle de la société à l'égard des frais généraux et frais d'administration, des activités de financement et des profits ou pertes liés à la gestion des risques relativement aux instruments dérivés des activités non sectorielles et au change. Les éliminations comprennent les ajustements au titre de la consommation interne de gaz naturel entre les secteurs, les services de transbordement fournis au secteur Sables bitumineux par le terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de la société, la production de pétrole brut servant de charge d'alimentation pour les secteurs Fabrication au Canada et Fabrication aux États-Unis, la vente de condensats extraits du pétrole brut fluidifié produits à nos installations de fabrication du secteur Fabrication au Canada et vendus au secteur Sables bitumineux ainsi que les produits latents sur les stocks. Les éliminations sont constatées en fonction des prix du marché courants.

## APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE

Nous avons assuré une exploitation sécuritaire au cours du premier trimestre de 2023. Nos résultats financiers reflètent la baisse des prix des marchandises pour nos activités en amont ainsi que les défis opérationnels auxquels nous avons été confrontés pour nos activités en aval. De plus, les volumes de production de nos activités en amont ont diminué, essentiellement en raison de la baisse des volumes de nos actifs de sables bitumineux, alors que nous nous préparons à la mise en service de nouveaux puits. Pour nos activités en aval, la majorité des difficultés opérationnelles non planifiées rencontrées ainsi que l'incidence des conditions météorologiques et des interruptions de service sur les pipelines de tiers survenues en décembre sont maintenant résolues. L'usine de valorisation de Lloydminster (l'« usine de valorisation ») a renoué avec la pleine production à la mi-janvier. Aux raffineries de Wood River et de Borger, nous avons eu des interruptions non planifiées et avons entrepris les activités de révision planifiées au cours du premier trimestre. Les activités de révision à la raffinerie de Borger et la première phase des activités de révision de la raffinerie de Wood River se sont terminées en avril. Les raffineries de Lima et de Lloydminster ont donné une production avoisinant la pleine production.

Les prix des produits raffinés ont diminué au cours du premier trimestre, comparativement à ceux des quatrième et premier trimestres de 2022. Les marges de craquage moyennes sur le marché ont diminué légèrement par rapport à celles du quatrième trimestre de 2022 et ont augmenté considérablement par rapport à celles du premier trimestre de 2022. Le WTI s'est situé en moyenne à environ 76,13 \$ US le baril, en baisse de 8 % et de 19 %, respectivement, par rapport à la moyenne des quatrième et premier trimestres de 2022. L'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty, qui s'est situé à 24,77 \$ US le baril, a légèrement diminué par rapport à celui du quatrième trimestre de 2022 et a augmenté considérablement par rapport à celui du premier trimestre de 2022 (14,53 \$ US le baril).

### Aperçu des résultats trimestriels

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2023		2022			2021			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
<b>Volumes de production en amont par secteur<sup>1)</sup></b> (kbej/j)	<b>779,0</b>	806,9	777,9	761,5	798,6	825,3	804,8	765,9	769,3
<b>Fabrication en aval – production de pétrole brut<sup>2)</sup></b> (kb/j)	<b>457,9</b>	473,3	533,5	457,3	501,8	469,9	554,1	539,0	469,1
<b>Volumes de production en aval</b> (kb/j)	<b>485,4</b>	495,1	567,0	477,1	534,9	494,8	576,9	557,0	498,4
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>12 262</b>	14 063	17 471	19 165	16 198	13 726	12 701	10 637	9 293
<b>Marge d'exploitation<sup>3)</sup></b>	<b>2 102</b>	2 782	3 339	4 678	3 464	2 600	2 710	2 184	1 879
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>(286)</b>	2 970	4 089	2 979	1 365	2 184	2 138	1 369	228
<b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés<sup>3)</sup></b>	<b>1 395</b>	2 346	2 951	3 098	2 583	1 948	2 342	1 817	1 141
Par action – de base <sup>3)</sup> (\$)	<b>0,73</b>	1,22	1,53	1,57	1,30	0,97	1,16	0,90	0,57
Par action – dilué <sup>3)</sup> (\$)	<b>0,71</b>	1,19	1,49	1,53	1,27	0,97	1,15	0,89	0,56
<b>Dépenses d'investissement</b>	<b>1 101</b>	1 274	866	822	746	835	647	534	547
<b>Fonds provenant de l'exploitation disponibles<sup>3)</sup></b>	<b>294</b>	1 072	2 085	2 276	1 837	1 113	1 695	1 283	594
<b>Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles<sup>3)</sup></b>	<b>(499)</b>	786	1 756	2 020	2 615	1 169	1 626	1 244	462
<b>Résultat net<sup>4)</sup></b>	<b>636</b>	784	1 609	2 432	1 625	(408)	551	224	220
Par action – de base (\$)	<b>0,33</b>	0,40	0,83	1,23	0,81	(0,21)	0,27	0,11	0,10
Par action – dilué (\$)	<b>0,32</b>	0,39	0,81	1,19	0,79	(0,21)	0,27	0,11	0,10
<b>Total de l'actif</b>	<b>54 000</b>	55 869	55 086	55 894	55 655	54 104	54 594	53 384	53 378
<b>Total des passifs à long terme</b>	<b>19 917</b>	20 259	19 378	20 742	21 889	23 191	22 929	22 972	24 266
<b>Dette à long terme, y compris la partie courante</b>	<b>8 681</b>	8 691	8 774	11 228	11 744	12 385	12 986	13 380	13 947
<b>Dette nette</b>	<b>6 632</b>	4 282	5 280	7 535	8 407	9 591	11 024	12 390	13 340
<b>Rendement en numéraire pour les actionnaires</b>									
Actions ordinaires – dividendes de base	<b>200</b>	201	205	207	69	70	35	36	35
Dividendes de base par action ordinaire (\$)	<b>0,105</b>	0,105	0,105	0,105	0,035	0,035	0,018	0,018	0,018
Actions ordinaires – dividendes variables	—	219	—	—	—	—	—	—	—
Dividendes variables par action ordinaire (\$)	—	0,114	—	—	—	—	—	—	—
Achat d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique	<b>40</b>	387	659	1 018	466	265	—	—	—
Dividendes sur actions privilégiées <sup>5)</sup>	<b>18</b>	—	9	8	9	8	9	8	9

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

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

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

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

5) Les dividendes sur les actions privilégiées déclarés le 1<sup>er</sup> novembre 2022 ont été versés le 3 janvier 2023. Les dividendes sur les actions privilégiées déclarés le 15 février 2023 ont été versés le 31 mars 2023.

La production en amont s'est établie en moyenne à 779,0 milliers de bep par jour au premier trimestre, comparativement à 806,9 milliers de bep par jour au quatrième trimestre de 2022 et à 798,6 milliers de bep par jour au premier trimestre de 2022. Pour un résumé de la production en amont par type de produit, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion.

La production de pétrole brut en aval s'est chiffrée en moyenne à 457,9 milliers de barils par jour au premier trimestre, en baisse de 15,4 milliers de barils par jour en regard du quatrième trimestre de 2022 et en baisse de 43,9 milliers de barils par jour comparativement au premier trimestre de 2022. Les volumes de production de produits raffinés en aval se sont chiffrés en moyenne à 485,4 milliers de barils par jour au premier trimestre, en baisse de 9,7 milliers de barils par jour en regard du quatrième trimestre de 2022 et en baisse de 49,5 milliers de barils par jour comparativement au premier trimestre de 2022.

Le 28 février 2023, nous avons conclu l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans la raffinerie de Toledo auprès de BP Products North America Inc. (« BP »), ce qui nous confère une pleine participation dans cet actif et nous permet d'assumer son entière exploitation (l'« acquisition de Toledo »). La production de la raffinerie a redémarré partiellement en avril. À la raffinerie de Superior, nous avons démarré la circulation d'hydrocarbures en février et commencé la production de pétrole brut à la mi-mars.

Les produits des activités ordinaires ont diminué de 13 % pour atteindre 12,3 G\$ comparativement au quatrième trimestre de 2022 et ont accusé un recul de 24 % par rapport au premier trimestre de 2022, principalement en raison de la baisse des prix des marchandises. Le prix de vente réalisé pour nos activités en amont s'est établi à 60,83 \$ par bep au premier trimestre de 2023, en baisse de 13 % par rapport à 69,77 \$ par bep au quatrième trimestre de 2022 et de 35 % par rapport à 94,12 \$ par bep au premier trimestre de 2022.

Pour nos activités en aval au Canada, les marges de raffinage réalisées par baril ont diminué de 6 % par rapport à celles du quatrième trimestre de 2022 et ont presque doublé par rapport à celles du premier trimestre de 2022. Pour nos activités en aval aux États-Unis, les marges de raffinage réalisées par baril ont diminué de 8 % et de 20 %, respectivement, par rapport à celles des quatrième et premier trimestres de 2022.

La marge d'exploitation s'est établie à 2,1 G\$, en baisse de 24 % et de 39 %, respectivement, par rapport aux quatrième et premier trimestres de 2022, essentiellement en raison de la baisse des prix de référence du pétrole brut. Les sorties de trésorerie liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 286 M\$, comparativement à des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation de 3,0 G\$ et de 1,4 G\$, respectivement, aux quatrième et premier trimestres de 2022. Outre la diminution de la marge d'exploitation, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont subi l'incidence négative des variations du fonds de roulement hors trésorerie, qui se sont établies à 1,6 G\$ et qui sont attribuables en grande partie au paiement du passif d'impôt de 1,2 G\$ au 31 décembre 2022. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont établis à 1,4 G\$ au premier trimestre de 2023, en baisse de 41 % par rapport à ceux du quatrième trimestre de 2022 et de 46 % par rapport à ceux du premier trimestre de 2022.

La dette nette a augmenté de 2,4 G\$ pour s'établir à 6,6 G\$ au cours du premier trimestre en raison principalement des facteurs suivants :

- les variations du fonds de roulement hors trésorerie susmentionnées;
- des dépenses d'investissement de 1,1 G\$;
- la baisse de la marge d'exploitation susmentionnée;
- le paiement en trésorerie d'un montant de 465 M\$ en lien avec l'acquisition de Toledo;
- des remises aux actionnaires ordinaires totalisant 240 M\$, y compris 200 M\$ par le truchement de dividendes de base de 0,105 \$ par action ordinaire et le rachat de 1,6 million d'actions ordinaires pour un montant de 40 M\$ dans le cadre de notre offre publique;
- le paiement conditionnel de 92 M\$ en lien avec l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans Sunrise.

L'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles s'est établi à un montant négatif de 499 M\$.

Le 25 avril 2023, le dividende déclaré pour le deuxième trimestre a augmenté de 33 % comparativement à celui déclaré en février 2023 pour le premier trimestre. 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 a déclaré un dividende de base de 0,140 \$ par action ordinaire pour le deuxième trimestre. Le dividende de base est payable le 30 juin 2023 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 juin 2023. Le conseil d'administration de la société a également déclaré des dividendes pour le deuxième trimestre sur nos actions privilégiées, payables le 30 juin 2023, d'un montant de 9 M\$, aux détenteurs d'actions privilégiées inscrits le 15 juin 2023.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS

### Sommaire des résultats d'exploitation – Secteurs en amont

	Trimestres clos les 31 mars		2022
	2023	Variation (%)	
<b>Volumes de production en amont par secteur<sup>1)</sup> (kbep/j)</b>			
Sables bitumineux	589,5	(1)	597,0
Hydrocarbures classiques	123,9	(1)	125,2
Production extracôtière	65,6	(14)	76,4
<b>Total – volumes de production</b>	<b>779,0</b>	<b>(2)</b>	<b>798,6</b>
<b>Volumes de production en amont par produit</b>			
Bitume (kb/j)	570,7	(1)	578,8
Pétrole brut lourd (kb/j)	16,8	4	16,2
Pétrole brut léger (kb/j)	15,3	(30)	21,9
LGN (kb/j)	33,4	(11)	37,6
Gaz naturel classique (Mpi <sup>3</sup> /j)	857,0	(1)	865,3
<b>Total – volumes de production (kbep/j)</b>	<b>779,0</b>	<b>(2)</b>	<b>798,6</b>
<b>Total – volumes de vente en amont<sup>2)</sup> (bep/j)</b>	<b>683,1</b>	<b>(6)</b>	<b>724,5</b>
<b>Prix net opérationnel<sup>3) 4)</sup> (\$/bep)</b>	<b>29,11</b>	<b>(50)</b>	<b>58,74</b>

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

2) Le total des volumes de vente en amont ne tient pas compte des volumes de gaz naturel servant à la consommation interne du secteur Sables bitumineux de 541 Mpi<sup>3</sup>/j pour le trimestre clos le 31 mars 2023 (527 Mpi<sup>3</sup>/j pour le trimestre clos le 31 mars 2022).

3) Les produits tirés des activités ordinaires en amont figurant à la note 1 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires se sont chiffrés à 6,8 G\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2023 (9,7 G\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2022).

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

Au premier trimestre de 2023, la production totale de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel avait diminué légèrement par rapport à celle du premier trimestre de 2022. Les facteurs ci-dessous ont contribué à l'augmentation de la production en 2023 par rapport à celle de 2022 :

- l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans Sunrise (l'« acquisition de Sunrise ») auprès de BP Canada Energy Group ULC (« BP Canada ») le 31 août 2022;
- l'entrée en production de l'usine thermique de Spruce Lake North au troisième trimestre de 2022;
- la première production de gaz aux champs MBH et MDA en Indonésie au quatrième trimestre de 2022.

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

- la modification des contrats de partage de la production de Liwan 3-1 en Chine au deuxième trimestre de 2022 ayant mis fin à la modification qui avait temporairement augmenté les volumes de vente;
- la cession des actifs de Tucker et de Wembley au premier trimestre de 2022;
- la réduction de 12,5 % de notre participation directe dans le champ White Rose et ses extensions satellites en faveur de notre partenaire le 31 mai 2022;
- des réductions à Foster Creek et à Christina Lake alors que nous nous préparons à la mise en service de nouveaux puits;
- la mise hors service de puits en vue des programmes de réaménagement à nos actifs de production par méthode thermique de Sunrise et de Lloydminster.

### Sommaire des résultats d'exploitation – Secteurs en aval

	Trimestres clos les 31 mars		2022
	2023	Variation (%)	
<b>Fabrication en aval – production de pétrole brut (kb/j)</b>			
Fabrication au Canada	98,7	1	98,1
Fabrication aux États-Unis	359,2	(11)	403,7
<b>Total de la production</b>	<b>457,9</b>	<b>(9)</b>	<b>501,8</b>
<b>Volumes de production en aval (kb/j)</b>			
Fabrication au Canada	106,4	2	104,3
Fabrication aux États-Unis	379,0	(12)	430,6
<b>Total de la production en aval</b>	<b>485,4</b>	<b>(9)</b>	<b>534,9</b>

Dans notre secteur Fabrication au Canada, la production est demeurée relativement stable d'un exercice à l'autre. L'usine de valorisation a subi l'incidence de températures plus froides et d'interruptions de service au quatrième trimestre de 2022 et a renoué avec la pleine production à la mi-janvier. La production de l'usine de valorisation a subi l'incidence des activités de maintenance au premier trimestre de 2022. La raffinerie de Lloydminster a fonctionné à sa capacité maximale ou presque aux premiers trimestres de 2023 et de 2022.

Dans notre secteur Fabrication aux États-Unis, la production totale a diminué de 44,5 milliers de barils par jour pour s'établir à 359,2 milliers de barils par jour au premier trimestre de 2023, comparativement au premier trimestre de 2022. La production de produits raffinés totale a diminué de 49,5 milliers de barils par jour pour s'établir à 485,4 milliers de barils par jour.

- La raffinerie de Lima a donné un très bon rendement. Sa production a augmenté de 31,1 milliers de barils par jour pour s'établir à 167,2 milliers de barils par jour.
- La production aux raffineries de Wood River et de Borger a été stable par rapport à celle de 2022. Les interruptions de service subies au quatrième trimestre de 2022 ont été résolues, ce qui comprend la remise en service d'une composante principale de la production de carburacteur à la mi-mars. Cette interruption a eu une incidence négative considérable sur notre marge brute.
- À la fin de février, nous avons entrepris la première phase des activités de révision planifiées à la raffinerie de Wood River, et cette dernière s'est terminée au début d'avril. La deuxième phase, qui devrait également avoir une incidence sur la production, a démarré à la mi-avril et devrait se terminer en mai.
- À la raffinerie de Borger, les activités de révision planifiées ont commencé à la fin mars et se sont terminées vers la fin avril.
- Le 28 février 2023, nous avons conclu l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans la raffinerie de Toledo auprès de BP. La production de la raffinerie a redémarré partiellement en avril et augmentera tout au long du deuxième trimestre. Au premier trimestre de 2022, notre quote-part de la production de la raffinerie s'établissait à 72,1 milliers de barils par jour.
- À la raffinerie de Superior, nous avons commencé la production de pétrole brut à la mi-mars 2023, et la production augmentera tout au long du deuxième trimestre.

## Sommaire des résultats financiers consolidés

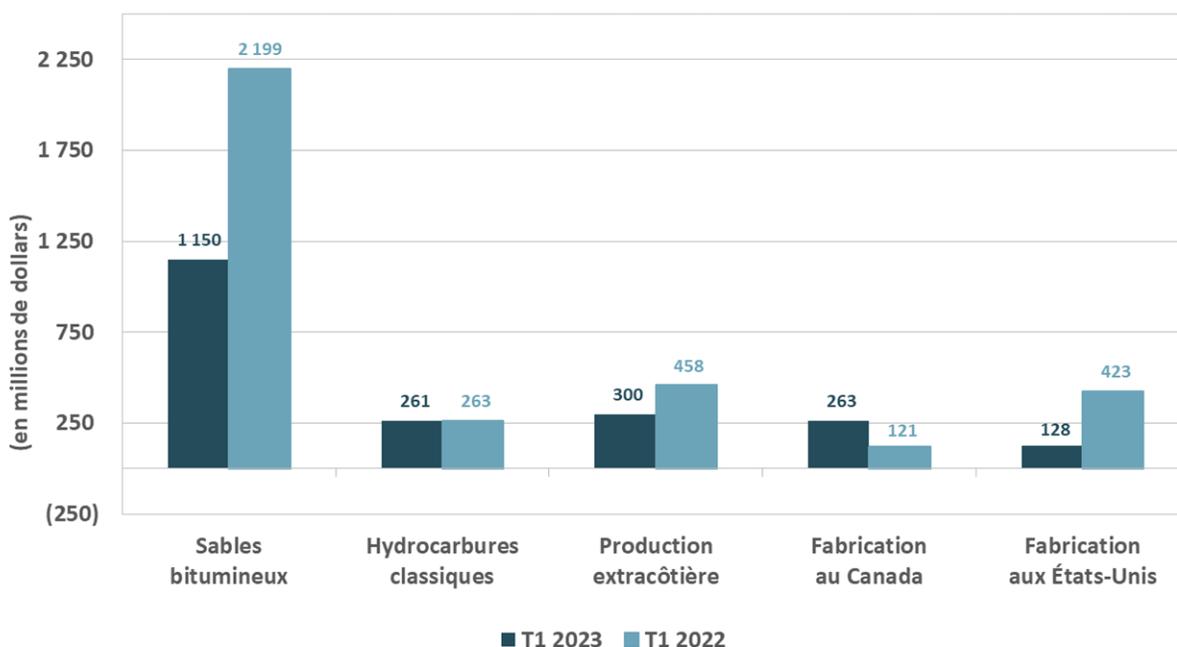
### Marge d'exploitation

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>14 783</b>	19 013
Déduire : Redevances	596	1 185
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>14 187</b>	17 828
<b>Charges</b>		
Marchandises achetées	7 291	8 635
Transport et fluidification	2 994	3 194
Charges d'exploitation	1 783	1 554
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	17	981
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>2 102</b>	3 464

## Marge d'exploitation par secteur

Trimestre clos le 31 mars 2023



La marge d'exploitation a diminué au cours du trimestre clos le 31 mars 2023 par rapport à celle de la période correspondante de 2022 principalement en raison des facteurs suivants :

- des prix de vente moyens réalisés moins élevés sur le pétrole brut en raison de la baisse des prix de référence;
- la baisse des volumes de vente pour les activités en amont;
- des charges d'exploitation plus élevées pour nos activités en aval et en amont;
- des marges brutes moins élevées pour le secteur Fabrication aux États-Unis en raison de l'augmentation du coût de la charge d'alimentation traitée au premier trimestre de 2023 par rapport à celle du premier trimestre de 2022, de la baisse des prix des produits raffinés et de la hausse des coûts des NIR;
- des interruptions planifiées et non planifiées des activités en aval au premier trimestre de 2023, ce qui s'est répercuté sur les volumes de vente;
- la hausse des frais de transport pour nos activités en amont attribuable essentiellement à l'augmentation des tarifs et à la hausse de volumes de vente aux États-Unis.

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

- des pertes réalisées liées à la gestion des risques considérablement moins élevées au règlement des prix de référence par rapport aux prix convenus aux termes de nos contrats de gestion des risques en raison du contexte de hausse du prix des marchandises au premier trimestre de 2022 et à la décision de la direction de liquider nos positions sur le WT1 liées à la gestion des risques associés au prix de vente du pétrole brut au deuxième trimestre de 2022;
- une diminution des redevances pour le secteur Sables bitumineux découlant de prix de référence moins élevés pour le pétrole brut;
- une diminution des frais de fluidification en raison de la baisse du prix des condensats;
- des marges brutes plus élevées pour le secteur Fabrication au Canada en raison de l'élargissement de l'écart lié à la valorisation et de la hausse des marges sur l'asphalte et les produits industriels.

## 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	
	2023	2022
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>(286)</b>	1 365
(Ajouter) déduire :		
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(48)	(19)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(1 633)	(1 199)
<b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés</b>	<b>1 395</b>	2 583

Les sorties de trésorerie liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 286 M\$ au premier trimestre de 2023, comparativement à des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation de 1,4 G\$ pour le trimestre correspondant de 2022. Cette variation s'explique essentiellement par la baisse de la marge d'exploitation et les variations du fonds de roulement hors trésorerie. La variation nette du fonds de roulement hors trésorerie au premier trimestre de 2023 s'est établie à 1,6 G\$ (1,2 G\$ en 2022) et s'explique principalement par le paiement du passif d'impôt de 1,2 G\$ au 31 décembre 2022. De plus, les comptes créditeurs ont diminué en raison de la baisse des coûts de la charge d'alimentation, de la baisse des prix du gaz naturel et de la diminution des redevances.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont diminué au premier trimestre de 2023 par rapport au trimestre correspondant de 2022, principalement en raison de la diminution de la marge d'exploitation susmentionnée. Cette diminution a été annulée en partie par le paiement conditionnel, en 2022, relatif à l'acquisition d'une participation de 50 % dans FCCL Partnership en 2017.

## Résultat net

(en millions de dollars)

<b>Résultat net du trimestre clos le 31 mars 2022</b>	<b>1 625</b>
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :	
Marge d'exploitation	(1 362)
Activités non sectorielles et éliminations	
Frais généraux et frais d'administration	41
Charges financières	35
Coûts d'intégration et de transaction	4
Profit (perte) de change latent	(153)
(Profit) perte lié à la réévaluation	(33)
Réévaluation des paiements conditionnels	219
Profit (perte) à la sortie d'actifs	(241)
Autres profits (pertes), montant net	(364)
Autres <sup>1)</sup>	(11)
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques	353
Amortissement et épuisement	(75)
Coûts de prospection	12
(Charge) produit d'impôt sur le résultat	586
<b>Résultat net du trimestre clos le 31 mars 2023</b>	<b>636</b>

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

Le résultat net du premier trimestre de 2023 a diminué par rapport à celui du trimestre correspondant de 2022 en raison de la diminution de la marge d'exploitation, de la baisse des autres produits attribuable à l'absence du produit d'assurance reçu en 2022 relativement à l'incident à la raffinerie Superior, de profits sur la cession des actifs de Tucker et de Wembley en 2022 comparativement à des cessions moins importantes en 2023, et de pertes de change latentes en 2023 par rapport à des profits de change latents en 2022. La diminution du résultat net a été contrebalancée en partie par un produit d'impôt différé lié à l'acquisition de Toledo, par des profits latents liés à la gestion des risques, comparativement à des pertes en 2022, et par la réévaluation de nos paiements conditionnels.

## Dettes nettes

(en millions de dollars)	31 mars 2023	31 décembre 2022
Emprunts à court terme	—	115
Partie courante de la dette à long terme	—	—
Partie non courante de la dette à long terme	8 681	8 691
<b>Dettes totales</b>	<b>8 681</b>	<b>8 806</b>
Déduire : Trésorerie et équivalents de trésorerie	(2 049)	(4 524)
<b>Dettes nettes</b>	<b>6 632</b>	<b>4 282</b>

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

## Dépenses d'investissement<sup>1)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
<b>Secteurs en amont</b>		
Sables bitumineux	635	375
Hydrocarbures classiques	141	88
Production extracôtière	100	53
<b>Total en amont</b>	<b>876</b>	<b>516</b>
<b>Secteurs en aval</b>		
Fabrication au Canada	27	15
Fabrication aux États-Unis	194	207
<b>Total en aval</b>	<b>221</b>	<b>222</b>
Activités non sectorielles et éliminations	4	8
<b>Total des dépenses d'investissement</b>	<b>1 101</b>	<b>746</b>

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

Pour le premier trimestre de 2023, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont été essentiellement consacrées au maintien des activités à Christina Lake et à Foster Creek, aux actifs de production par méthode thermique de Lloydminster et à Sunrise ainsi qu'au forage de puits de prospection stratigraphique dans le cadre de notre programme de forage hivernal intégré.

Les dépenses d'investissement du secteur Hydrocarbures classiques au premier trimestre de 2023 ont été essentiellement consacrées aux activités de forage, aux activités d'achèvement et de raccordement ainsi qu'aux projets d'infrastructures en vue de leur aménagement pendant plusieurs années.

Pour le premier trimestre de 2023, les dépenses d'investissement du secteur Production extracôtière ont été principalement consacrées au projet West White Rose et au projet de prolongement de la durée d'utilité de Terra Nova.

Les dépenses d'investissement du secteur Fabrication aux États-Unis au premier trimestre de 2023 ont visé principalement la reconstruction de la raffinerie de Superior et des programmes de fiabilité aux raffineries de Wood River et de Borger.

## Activités de forage

Trimestres clos les 31 mars	Nombre net de puits d'exploration stratigraphique et puits d'observation		Nombre net de puits productifs <sup>1)</sup>	
	2023	2022	2023	2022
Foster Creek	87	68	3	5
Christina Lake	53	—	3	8
Sunrise	38	15	—	2
Production par méthode thermique à Lloydminster	1	1	—	19
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	1	—	3	—
Autres <sup>2)</sup>	3	6	—	—
	<b>183</b>	<b>90</b>	<b>9</b>	<b>34</b>

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

2) Comprend les nouvelles zones de ressources et l'actif de Tucker vendu le 31 janvier 2022.

Les puits d'exploration stratigraphique sont destinés à aider à délimiter les emplacements des plateformes d'exploitation pour les puits de maintien ainsi qu'à évaluer davantage les autres actifs. Des puits d'observation ont été forés pour recueillir des renseignements et surveiller l'état des réservoirs.

(en puits nets)	Trimestre clos le 31 mars 2023			Trimestre clos le 31 mars 2022		
	Forés	Achevés	Raccordés	Forés	Achevés	Raccordés
<b>Hydrocarbures classiques</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	13	20	20

Dans le secteur Production extracôtière, nous avons foré et achevé un puits de mise en valeur planifié (0,4 puits net) dans le champ MAC en Indonésie au premier trimestre de 2023 (deux puits de mise en valeur planifiés (0,8 puits net) forés et achevés au champ MBH en Indonésie en 2022).

#### Dépenses d'investissement futures

Les dépenses d'investissement futures sont une mesure financière déterminée. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion. Nos objectifs pour 2023 actualisés en date du 25 avril 2023 peuvent être consultés sur le site Web de la société à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com).

Nos objectifs actualisés tiennent compte de nos prévisions mises à jour à l'égard des prix des marchandises et des impôts effectifs, en plus de ce qui suit :

- une réduction des objectifs de production qui tient compte du retrait des volumes de production de Terra Nova;
- une baisse de la production de nos raffineries non exploitées en raison d'interruptions non planifiées au premier trimestre et d'une période plus longue pour le retour à la pleine production de la raffinerie de Toledo;
- une diminution des charges d'exploitation unitaires du secteur Sables bitumineux pour tenir compte de la baisse du prix du gaz naturel pris en compte dans les hypothèses pour le reste de 2023 et une augmentation des charges d'exploitation unitaires pour le secteur Fabrication aux États-Unis et dans la région de l'Atlantique en raison, dans les deux cas, d'une baisse de la production.

Le tableau qui suit présente les prévisions pour 2023 :

	Dépenses d'investissement (en millions de dollars)	Production (kbep/j)	Production de pétrole brut (kb/j)
<b>Secteurs en amont</b>			
Sables bitumineux	2 200 – 2 400	582 – 642	
Hydrocarbures classiques	350 – 450	125 – 140	
Production extracôtière	600 – 700	55 – 68	
<b>Secteurs en aval</b>	<b>800 – 900</b>		<b>580 – 610</b>
<b>Activités non sectorielles et éliminations</b>	<b>40 – 50</b>		

Les dépenses d'investissement totales prévues pour 2023 se situent entre 4,0 G\$ et 4,5 G\$. Elles comprennent des investissements de maintien d'environ 2,8 G\$ et des investissements de croissance et d'optimisation se situant entre 1,2 G\$ et 1,7 G\$. Les dépenses d'investissement prévues n'ont pas changé dans le cadre de la mise à jour du 25 avril 2023.

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

## PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS

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

### Principaux prix de référence et taux de change<sup>1)</sup>

(prix moyen en \$ US/b, sauf indication contraire)	T1 2023	Variation (%)	T1 2022	T4 2022
<b>Brent daté</b>	<b>81,27</b>	<b>(20)</b>	101,41	88,71
<b>WTI</b>	<b>76,13</b>	<b>(19)</b>	94,29	82,65
Écart Brent daté-WTI	<b>5,14</b>	<b>(28)</b>	7,12	6,06
<b>WCS à Hardisty</b>	<b>51,36</b>	<b>(36)</b>	79,76	56,99
Écart WTI/WCS	<b>24,77</b>	<b>70</b>	14,53	25,66
WCS (\$ CA/b)	<b>69,44</b>	<b>(31)</b>	101,01	77,42
<b>WCS à Nederland</b>	<b>62,49</b>	<b>(30)</b>	89,19	67,65
Écart WTI/WCS à Nederland	<b>13,64</b>	<b>167</b>	5,10	15,00
<b>Condensats (CS à Edmonton)</b>	<b>79,87</b>	<b>(17)</b>	96,09	83,40
Écart WTI/condensats (positif) négatif	<b>(3,74)</b>	<b>108</b>	(1,80)	(0,75)
Écart WCS <sup>2)</sup> /condensats (positif) négatif	<b>(28,51)</b>	<b>75</b>	(16,33)	(26,41)
Moyenne (\$ CA/b)	<b>107,95</b>	<b>(11)</b>	121,69	113,25
<b>Pétrole synthétique à Edmonton</b>	<b>78,18</b>	<b>(16)</b>	93,05	86,79
Écart WTI/pétrole synthétique (positif) négatif	<b>(2,05)</b>	<b>(265)</b>	1,24	(4,14)
<b>Prix des produits raffinés</b>				
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	<b>99,82</b>	<b>(9)</b>	109,16	102,80
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	<b>115,39</b>	<b>(4)</b>	119,60	140,95
<b>Prix de référence – raffinage</b>				
Chicago – marges de craquage 3-2-1 <sup>3)</sup>	<b>28,88</b>	<b>57</b>	18,35	32,87
Groupe 3 – marges de craquage 3-2-1 <sup>3)</sup>	<b>31,35</b>	<b>57</b>	19,94	29,99
Numéros d'identification renouvelables (« NIR »)	<b>8,20</b>	<b>27</b>	6,44	8,54
<b>Prix du gaz naturel</b>				
AECO (\$ CA/kpi <sup>3</sup> )	<b>4,34</b>	<b>(5)</b>	4,59	5,58
NYMEX (\$ US/kpi <sup>3</sup> )	<b>3,42</b>	<b>(31)</b>	4,95	6,26
<b>Taux de change</b>				
Taux moyen \$ US/\$ CA	<b>0,739</b>	<b>(6)</b>	0,790	0,737
Taux de clôture \$ US/\$ CA	<b>0,739</b>	<b>(8)</b>	0,800	0,738
Taux moyen yuan/\$ CA	<b>5,059</b>	<b>1</b>	5,014	5,241

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

2) WCS à Hardisty.

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

### Prix de référence du pétrole brut et des condensats

Au premier trimestre de 2023, les prix du pétrole brut à l'échelle mondiale ont continué de diminuer par rapport à ceux de tous les trimestres de 2022. Les prix ont diminué en raison de préoccupations à l'égard d'un ralentissement macroéconomique et de la résilience des exportations russes. Les préoccupations à l'égard des perturbations de l'approvisionnement russe ont diminué, et presque toutes les sources d'approvisionnement à court terme ont été utilisées pour répondre à la demande, y compris le déblocage sans précédent du pétrole des réserves stratégiques de pétrole du gouvernement des États-Unis au printemps 2022. La faiblesse de la demande saisonnière est un autre facteur qui explique la diminution par rapport au quatrième trimestre de 2022. Le 2 avril 2023, l'OPEP+ a annoncé une réduction des quotas de production dans le but de maintenir les prix.

Le WTI est un important prix de référence pour le pétrole brut canadien, car il reflète les prix intérieurs du brut en Amérique du Nord, et l'équivalent en dollars canadiens est utilisé pour calculer les taux de redevance relatifs à nombre de nos biens pétroliers.

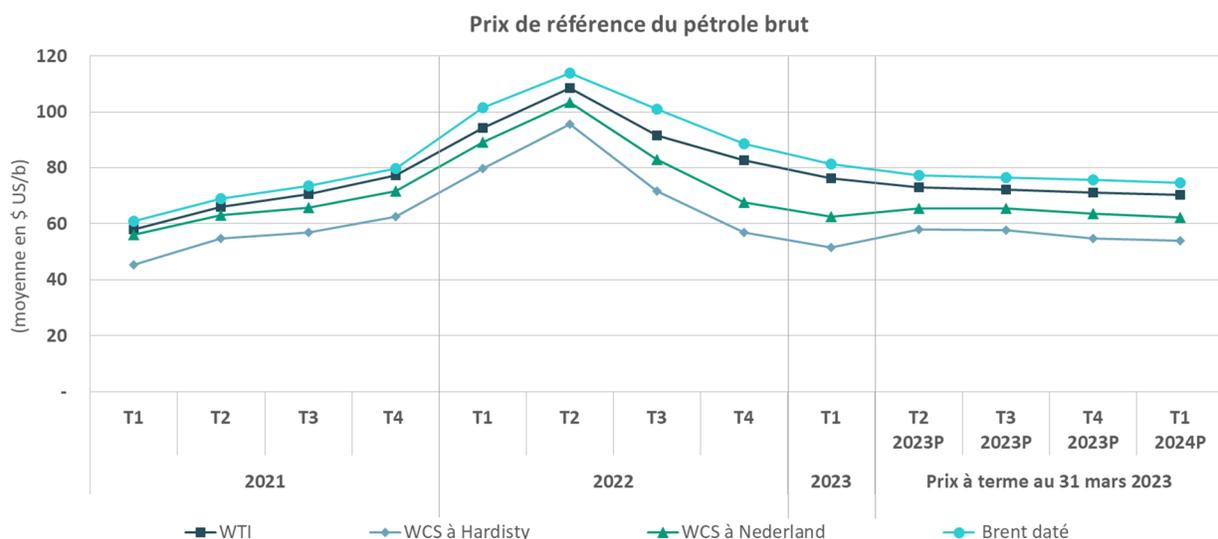
Le prix obtenu pour notre pétrole brut de l'Atlantique et nos LGN de l'Asie-Pacifique est établi essentiellement en fonction du prix du Brent. L'écart Brent-WTI s'est légèrement rétréci par rapport à celui des premier et quatrième trimestres de 2022 en raison de la baisse des stocks à Cushing et de la forte demande de pétrole brut des raffineurs du Midwest.

Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. L'écart entre le WCS à Hardisty et le WTI est fonction de la différence de qualité entre le brut léger et le brut lourd et du coût du transport. Au premier trimestre de 2023, l'écart moyen entre le WTI et le WCS à Hardisty s'est élargi considérablement par rapport à celui du premier trimestre de 2022, essentiellement en raison de l'écart de qualité plus important sur la côte américaine du golfe du Mexique décrit ci-dessous ainsi que de l'augmentation de la production dans l'Ouest canadien.

Le WCS à Nederland est un prix de référence du pétrole lourd sur la côte américaine du golfe du Mexique qui est représentatif de nos prix de vente dans cette région. L'écart entre le WTI et le WCS à Nederland est représentatif de l'escompte sur la qualité du pétrole lourd et est tributaire de la capacité mondiale de raffinage du pétrole brut ainsi que de l'offre mondiale de pétrole brut. Cet écart s'est élargi considérablement par rapport à celui au premier trimestre de 2022, en raison surtout de la baisse de la demande compte tenu des activités de maintenance planifiées et non planifiées des raffineries, de l'utilisation mondiale élevée du raffinage, de la volatilité des prix des produits raffinés et de la hausse de l'offre en raison de la disponibilité supplémentaire sur le marché de barils de pétrole brut moyen et lourd en provenance des membres de l'OPEP.

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 2023, l'écart entre le prix du pétrole brut synthétique à Edmonton par rapport au WTI correspondait à une prime, comparativement à un escompte au premier trimestre de 2022. Cette prime a diminué par rapport à celle du quatrième trimestre de 2022. Les prix du pétrole brut synthétique ont été particulièrement élevés au deuxième semestre de 2022 en raison de l'entretien généralisé des usines de valorisation dans l'Ouest du Canada et de la forte demande de pétrole léger dans les raffineries.



La fluidification du bitume au moyen de condensats permet le transport de la production par pipelines. Nos ratios de fluidification, soit les volumes de diluants en pourcentage du total des volumes fluidifiés, ont varié dans une fourchette d'environ 22 % à 35 %. L'écart WCS-condensats, qui s'est accru pour s'établir à 28,51 \$ le baril au premier trimestre de 2023, est un point de référence important, car lorsque cet écart s'accroît, la récupération du coût d'achat des condensats diminue généralement pour chaque baril de pétrole brut fluidifié vendu. Lorsque l'offre de condensats en Alberta ne suffit pas à la demande, les prix des condensats à Edmonton peuvent être liés aux prix des condensats sur la côte américaine du golfe du Mexique, auxquels s'ajoute le coût du transport des condensats jusqu'à Edmonton. Nos coûts de fluidification dépendent aussi du moment où ont lieu les achats et les livraisons de condensats qui font partie des stocks pouvant être utilisés pour la fluidification ainsi que du moment où sont vendus les produits fluidifiés.

La prime moyenne des condensats d'Edmonton par rapport au WTI a augmenté comparativement à celle des premier et quatrième trimestres de 2022, alors que la demande albertaine pour des condensats est demeurée forte et que l'offre était restreinte.

## Prix de référence – raffinage

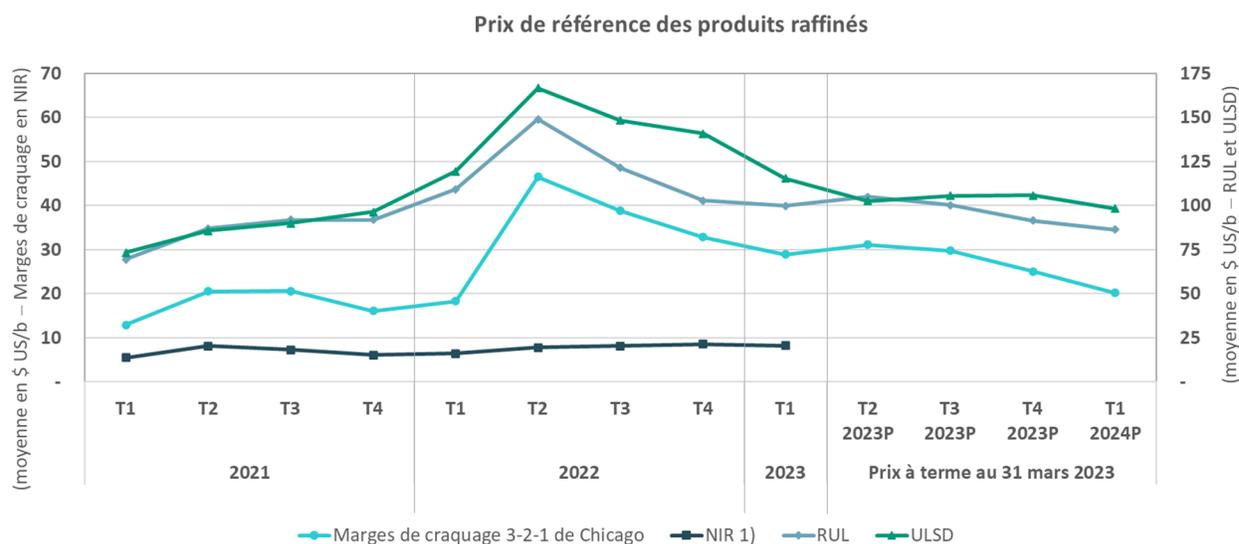
Les prix de référence que sont le prix de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et le prix du diesel à très faible teneur en soufre à Chicago sont représentatifs des prix des produits raffinés sur le marché intérieur et servent à calculer la marge de craquage 3-2-1 sur le marché à Chicago. La marge de craquage 3-2-1 sur le marché est un indicateur de la marge de raffinage résultant de la transformation de trois barils de pétrole brut en deux barils d'essence ordinaire sans plomb et un baril de diesel à très faible teneur en soufre calculé en fonction des prix de la charge d'alimentation en pétrole brut selon le prix du WTI du mois courant et évalué à l'aide de la méthode du dernier entré, premier sorti.

La marge de craquage 3-2-1 sur le marché à Chicago reflète 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 notre raffinerie de Borger.

Les prix des produits raffinés ont diminué au premier trimestre par rapport à ceux des quatrième et premier trimestres de 2022. La vigueur des marges de craquage sur le marché et des prix des produits raffinés est attribuable à la croissance de la demande, à la rationalisation des raffineries depuis le début de la pandémie de COVID-19 et aux activités de maintenance non planifiées, ce qui a donné lieu à une forte utilisation des raffineries à l'échelle mondiale, et aux faibles stocks mondiaux de produits raffinés. Les coûts des NIR ont augmenté par rapport à ceux du premier trimestre de 2022 et ont diminué légèrement par rapport à ceux du quatrième trimestre de 2022. Ces coûts demeurent élevés en raison du marché tendu pour les biocarburants, de la hausse des prix des charges d'alimentation et de l'incertitude entourant les politiques qui influent sur la demande de NIR.

Les marges de craquage des raffineries en Amérique du Nord sont exprimées en fonction du WTI tandis que les prix des produits raffinés sont généralement fondés sur les prix mondiaux. La vigueur des marges de craquage des raffineries dans le Midwest et le milieu du continent aux États-Unis reflète généralement l'écart entre les prix de référence du Brent et du WTI.

Les marges de craquage que nous obtenons sont tributaires de nombreux autres facteurs, dont la diversité de la charge de pétrole brut, la configuration de la raffinerie et la production, la provenance de la charge d'alimentation et le délai entre l'achat et la livraison du pétrole brut ainsi que le coût de la charge d'alimentation qui est évalué selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti. Les marges de craquage sur le marché ne reflètent pas exactement la configuration et la production de nos raffineries, mais elles sont utilisées comme indicateur général du marché.



1) Il n'y a pas de prix à terme pour les NIR.

## Prix de référence – gaz naturel

Les prix moyens du gaz naturel au NYMEX ont diminué par rapport à ceux des premier et quatrième trimestres de 2022 en raison des températures hivernales plus douces pesant sur la demande aux États-Unis jumelées à une production record de gaz naturel. Les prix moyens de l'AECO ont également diminué, à l'instar des prix au NYMEX, toutefois dans une moindre mesure, en raison de la demande plus forte au Canada. Le prix obtenu pour notre production de gaz naturel de l'Asie-Pacifique est établi en grande partie en fonction de contrats à long terme.

### Taux de change de référence

Nos produits des activités ordinaires sont exposés au risque de change, car les prix de vente du pétrole brut, des LGN, du gaz naturel et des produits raffinés de la société sont établis en fonction de prix de référence en dollars américains. Le raffermissement du dollar canadien en regard du dollar américain a un effet négatif sur les produits des activités ordinaires que nous présentons. Nos produits des activités ordinaires ainsi qu'une grande partie de notre dette à long terme sont libellés en dollars américains. À mesure que le dollar canadien s'affaiblit, notre dette libellée en dollars américains donne lieu à des pertes de change latentes à la conversion en dollars canadiens. De plus, les fluctuations du change ont une incidence sur la conversion de nos établissements aux États-Unis et en Asie-Pacifique.

Pour le premier trimestre de 2023, le cours moyen du dollar canadien s'est déprécié par rapport à celui du dollar américain, comparativement au premier trimestre de 2022, ce qui a eu une incidence favorable sur nos produits des activités ordinaires d'un trimestre à l'autre. La valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain au 31 mars 2023 était stable, comparativement au 31 décembre 2022, ce qui a donné lieu à une incidence minime sur la conversion en dollars canadiens de notre dette libellée en dollars américains.

Une partie de nos contrats de vente à long terme en Asie-Pacifique sont libellés en yuans. Une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au yuan entraînera une diminution des produits des activités ordinaires en dollars canadiens tirés de la vente de marchandises dérivées du gaz naturel dans la région. Pour le premier trimestre de 2023, le cours moyen du dollar canadien a été relativement stable par rapport au yuan, comparativement au premier trimestre de 2022, ce qui a eu une incidence minime sur nos produits des activités ordinaires d'un trimestre à l'autre.

### Taux d'intérêt de référence

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

Au 31 mars 2023, le taux directeur de la Banque du Canada était de 4,50 %, en hausse de 0,25 % par rapport au taux en vigueur au 31 décembre 2022, en raison des inquiétudes concernant l'inflation.

## PERSPECTIVES

---

### PRÉVISION DES PRIX DES MARCHANDISES

Les prix du pétrole brut ont diminué graduellement depuis le deuxième trimestre de 2022 en raison de préoccupations relatives à la demande dans un contexte d'affaiblissement macroéconomique. La prime géopolitique découlant de l'incertitude relative à l'approvisionnement en provenance de Russie a également diminué au deuxième semestre de 2022 en raison de la résilience des exportations russes de pétrole brut et de produits raffinés. La trajectoire des prix du pétrole brut demeure incertaine et volatile dans un marché dont les facteurs clés restent imprévisibles et qui subit les répercussions de politiques gouvernementales en matière d'offre et de demande. Les politiques à l'égard de la Russie, de l'Iran et du Venezuela font partie des facteurs clés qui auront une incidence sur l'offre énergétique et qui modifieront les tendances en matière de commerce mondial. La politique de l'OPEP+ continuera d'être un facteur clé pour les prix du pétrole brut, et l'annonce faite le 2 avril 2023 d'une réduction des quotas de production du groupe soutient les prix.

Dans l'ensemble, nous nous attendons à ce que les perspectives générales pour les prix du pétrole brut et des produits raffinés soient volatiles et soumises à l'incidence de la durée et de la gravité de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, qui se poursuit, de la mesure dans laquelle les exportations russes sont réduites par les sanctions, de la capacité des producteurs et des gouvernements de remplacer la baisse de l'offre et du moment propice pour le faire, du renouvellement ou du déblocage de volumes des réserves stratégiques de pétrole aux États-Unis ainsi que de la politique de l'OPEP+. De plus, la possibilité de nouvelles éclosions et de nouveaux variants de la COVID-19, le ralentissement mondial de l'activité économique, l'inflation et la hausse des taux d'intérêt ainsi que la possibilité d'une récession sont autant de risques pour le rythme de la croissance de la demande.

En plus de ce qui précède, les facteurs suivants peuvent influencer sur nos perspectives pour les prix des marchandises pour les 12 prochains mois :

- Nous prévoyons que l'écart WTI-WCS restera en grande partie lié aux facteurs mondiaux de la demande et à la capacité de transformation de pétrole brut lourd dans la mesure où l'offre correspondra à la capacité d'exportation de pétrole brut canadien. Nous prévoyons que la mise en service anticipée du prolongement du pipeline Trans Mountain en 2024 aura pour effet de rétrécir l'écart entre le WTI et le WCS.

- Nous prévoyons que la volatilité des marges de craquage sur le marché persistera. Les répercussions économiques de l'invasion toujours en cours de l'Ukraine par la Russie ainsi que les politiques des banques centrales pourraient avoir une incidence sur la demande. Les marges de craquage devraient continuer à fluctuer, compte tenu des tendances saisonnières et du volume de traitement des raffineries en Amérique du Nord.
- Les prix du gaz naturel au NYMEX et de l'AECO devraient continuer de subir une pression en raison de l'offre élevée et des grandes possibilités de stockage du gaz. 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 les prix du pétrole brut, la vitesse à laquelle la Réserve fédérale américaine et la Banque du Canada majorent ou réduisent leurs taux directeurs l'une par rapport à l'autre et de nouveaux facteurs macroéconomiques.

La majeure partie de notre production de brut en amont et de produits raffinés en aval est exposée aux fluctuations du prix du WTI pour le pétrole brut. L'intégration physique de nos activités en amont et en aval contribue à atténuer l'incidence de la volatilité du prix des marchandises. La production de gaz naturel et de LGN associée à nos activités du secteur Hydrocarbures classiques procure une intégration économique des besoins relatifs aux carburants, aux solvants et à la fluidification du secteur Sables bitumineux. La production de pétrole brut de nos actifs en amont sert de charge d'alimentation 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 brut englobe les marges du brut léger-lourd et du brut léger-moyen. L'exposition aux marges du brut léger-moyen est liée au brut léger-moyen du marché du Midwest américain où nous détenons la majorité de notre capacité de raffinage et, dans une moindre mesure, de la côte américaine du golfe du Mexique et de l'Alberta. Notre exposition aux marges du brut léger-lourd comprend une composante brut léger-lourd mondiale, une composante régionale dans les marchés de destination de nos barils, ainsi que des marges pour l'Alberta, qui pourraient assumer des contraintes relatives au transport. Nous sommes préparés à une certaine volatilité des prix du pétrole brut. Nous avons toujours la possibilité d'atténuer l'incidence des écarts de prix du pétrole brut et des produits raffinés au moyen des mesures suivantes :

- Engagements et ententes en matière de transport – Nos engagements fermes actuels en matière de capacité de transport nous permettent d'appuyer les projets servant à acheminer le pétrole brut de nos zones de production jusqu'aux marchés de consommation, notamment aux marchés côtiers.
- Intégration – Les installations de raffinage du pétrole lourd permettent de tirer parti à la fois de l'écart WTI-WCS pour le pétrole brut canadien et des écarts sur la vente de produits raffinés.
- Stockage dynamique – Notre capacité à recourir à l'importante capacité de stockage de nos réservoirs liés aux sables bitumineux nous donne la souplesse de choisir le calendrier de production et de vente de nos stocks. Nous poursuivons la gestion de nos taux de production en fonction des contraintes limitant la capacité de transport pipelinier, de la réduction de production volontaire et obligatoire et des écarts de prix du brut.
- Les réservoirs de stockage traditionnel du brut à divers emplacements.

## SECTEURS À PRÉSENTER

### SECTEURS EN AMONT

#### Sables bitumineux

Au premier trimestre de 2023, nous avons :

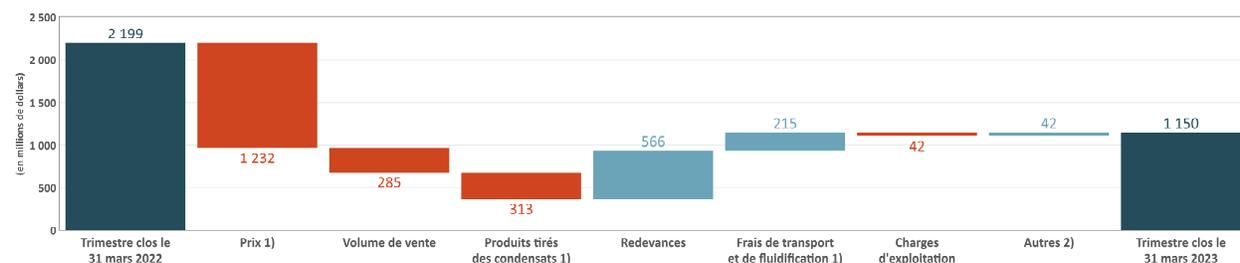
- assuré le déroulement sûr de notre exploitation;
- produit 587,5 milliers de barils de pétrole brut par jour;
- inscrit une marge d'exploitation de 1,2 G\$, soit une diminution de 1,0 G\$ par rapport à 2022 attribuable principalement à la baisse des prix de vente moyens réalisés;
- engagé des dépenses d'investissement de 635 M\$ qui ont été essentiellement consacrées au maintien des activités à Christina Lake et à Foster Creek, aux actifs de production par méthode thermique de Lloydminster et à Sunrise ainsi qu'au forage de puits de prospection stratigraphique dans le cadre de notre programme de forage hivernal intégré;
- enregistré un prix net opérationnel de 22,55 \$ par bep.

#### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
<b>Produits des activités ordinaires</b>		
Chiffre d'affaires brut	5 911	9 218
Déduire : Redevances	516	1 082
	5 395	8 136
<b>Charges</b>		
Marchandises achetées	559	1 212
Transport et fluidification	2 941	3 156
Charges d'exploitation	737	702
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	8	867
<b>Marge d'exploitation</b>	1 150	2 199
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(34)	266
Amortissement et épuisement	715	635
Coûts de prospection	2	1
<b>Résultat sectoriel</b>	467	1 297

## Variation de la marge d'exploitation

### Trimestre clos le 31 mars 2023



- 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) L'élément Autres comprend les volumes obtenus auprès de tiers ainsi que les activités de construction et les autres activités non liées à la production de pétrole brut, de LGN ou de gaz naturel.

## Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
<b>Total – volumes de vente (kbep/j)</b>	<b>577,0</b>	609,9
<b>Prix réalisé total<sup>1)</sup> (\$/bep)</b>	<b>55,60</b>	95,90
<b>Production de pétrole brut par actif (kb/j)</b>		
Foster Creek	190,0	197,9
Christina Lake	237,2	254,1
Sunrise <sup>2)</sup>	44,5	24,1
Production par méthode thermique à Lloydminster	99,0	96,3
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	16,8	16,2
Tucker <sup>3)</sup>	—	6,4
<b>Total – production de pétrole brut<sup>4)</sup> (kb/j)</b>	<b>587,5</b>	595,0
Gaz naturel <sup>5)</sup> (Mpi <sup>3</sup> /j)	12,0	12,8
<b>Total – production (kbep/j)</b>	<b>589,5</b>	597,0
<b>Taux de redevance réel (%)</b>	<b>21,4</b>	22,3
<b>Frais de transport et de fluidification<sup>1)</sup> (\$/bep)</b>	<b>9,07</b>	7,23
<b>Charges d'exploitation<sup>1)</sup> (\$/bep)</b>	<b>14,04</b>	12,51
<b>Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires<sup>1)</sup> (\$/bep)</b>	<b>12,72</b>	11,80

- 1) Mesure financière déterminée. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.
- 2) Le 31 août 2022, nous avons acquis la participation résiduelle de 50 % dans Sunrise auprès de BP Canada.
- 3) Les actifs de Tucker ont été vendus le 31 janvier 2022.
- 4) La production tirée des sables bitumineux comprend principalement le bitume, sauf la production de pétrole lourd classique à Lloydminster, soit du pétrole brut lourd.
- 5) Ce type de produit correspond au gaz naturel classique.

## Produits des activités ordinaires

### Prix

Le pétrole lourd et le bitume produits doivent être mélangés à des condensats qui en réduisent la viscosité avant leur transport par pipeline en vue de leur commercialisation. Le prix de vente réalisé sur le bitume ne tient pas compte des ventes de condensats, mais il dépend du prix des condensats. Lorsque le coût des condensats augmente par rapport au prix du pétrole brut dilué, notre prix de vente réalisé sur le pétrole lourd et le bitume diminue. Durant le premier trimestre de 2023, le prix de référence des condensats a dépassé le prix du WCS à Hardisty de 28,51 \$ US par baril, ce qui est légèrement supérieur à l'écart au quatrième trimestre de 2022 et représente une augmentation considérable par rapport au prix de 16,33 \$ US le baril au premier trimestre de 2022. Cette hausse a eu une incidence négative sur le prix de vente réalisé sur le bitume. Il peut s'écouler jusqu'à trois mois entre le moment où nous achetons les condensats et celui où nous vendons notre production de pétrole fluidifié.

Le prix de vente réalisé s'est situé en moyenne à 55,60 \$ par bep au premier trimestre de 2023, comparativement à 95,90 \$ par bep au trimestre correspondant de 2022, en raison de la baisse des prix de référence du WTI et de l'élargissement de l'écart entre le WTI et le WCS. L'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty s'est élargi considérablement pour s'établir à 24,77 \$ US le baril, comparativement à 14,53 \$ US le baril au premier trimestre de 2022. Afin d'améliorer notre prix de vente réalisé, nous avons vendu environ 25 % (25 % en 2022) de nos volumes de pétrole brut à des destinations aux États-Unis.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2023, les ventes brutes comprennent un montant de 498 M\$ (1,1 G\$ en 2022) de volumes provenant de tiers qui ne sont pas inclus dans notre prix réalisé ni dans nos prix nets opérationnels. Pour de plus amples renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique « Mise en garde sur les mesures financières déterminées » du présent rapport de gestion.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2023, les ventes brutes comprennent un montant de 80 M\$ (52 M\$ en 2022) lié à des activités de construction, de transport et de fluidification. Ce montant n'est pas inclus dans notre prix réalisé ni dans nos prix nets opérationnels. Pour de plus amples renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique « Mise en garde sur les mesures financières déterminées » du présent rapport de gestion.

Cenovus prend des décisions en matière de stockage et de transport relativement à l'utilisation de son infrastructure de commercialisation et de transport, qui englobe des actifs de stockage et des pipelines servant à optimiser les gammes de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle. Afin de protéger les prix de ses stocks contre les risques associés aux décisions de stockage ou de transport, Cenovus utilise diverses stratégies d'harmonisation des prix et de gestion de la volatilité, notamment des contrats de gestion des risques, pour réduire la volatilité des flux de trésorerie futurs et améliorer la stabilité des flux de trésorerie.

Pour le premier trimestre de 2023, nous avons réalisé des pertes liées à la gestion des risques de 8 M\$ (867 M\$ en 2022) en raison du règlement des prix de référence au-dessus du seuil des prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques. Cette variation est attribuable au contexte de hausse du prix des marchandises au premier trimestre de 2022 et à la décision de la direction de liquider nos positions sur le WTI liées à la gestion des risques associés au prix de vente du pétrole brut au deuxième trimestre de 2022. Pour le trimestre clos le 31 mars 2023, nous avons comptabilisé des profits latents liés à la gestion des risques de 34 M\$ (pertes de 266 M\$ en 2022) au titre des instruments financiers liés au pétrole brut et aux condensats 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.

### *Volumes de production*

La production de pétrole brut du secteur Sables bitumineux a diminué légèrement pour s'établir à 587,5 milliers de barils par jour au premier trimestre de 2023, contre 595,0 milliers de barils par jour en 2022.

La production de Foster Creek a diminué de 7,9 milliers de barils par jour pour s'établir à 190,0 milliers de barils par jour en 2023, comparativement à 2022. La production de Christina Lake a diminué de 16,9 milliers de barils par jour pour s'établir à 237,2 milliers de barils par jour en 2023, comparativement à 2022. La production à Foster Creek et à Christina Lake a diminué alors que nous nous préparons à la mise en service de nouveaux puits. Foster Creek et Christina Lake détiennent chacune trois puits additionnels qui devraient entrer en service au cours du deuxième semestre de 2023.

L'acquisition de Sunrise s'est conclue le 31 août 2022. La production de Sunrise a augmenté de 20,4 milliers de barils par jour au premier trimestre de 2023 par rapport à 2022. L'augmentation de la production découlant de l'acquisition a été annulée en partie par la mise hors service de puits en vue d'un programme de réaménagement en 2023.

La production de nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster a augmenté en 2023 en comparaison de 2022 en raison du début de la production à notre usine thermique de Spruce Lake North en août 2022. Cette augmentation a été annulée en partie par la mise hors service de puits en vue d'un programme de réaménagement et d'activités de reconditionnement au premier trimestre de 2023.

La production de pétrole lourd classique de Lloydminster a augmenté en 2023 par rapport à celle de 2022.

### *Redevances*

Les redevances pour notre secteur Sables bitumineux sont établies en fonction des régimes de redevances prescrits par le gouvernement de l'Alberta et de la Saskatchewan.

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

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

Les redevances d'un projet ayant atteint le stade de récupération des coûts sont établies d'après un calcul du taux annualisé fondé sur le plus élevé 1) des produits bruts multipliés par le taux de redevance applicable (entre 1 % et 9 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI) et 2) des produits nets du projet multipliés par le taux de redevance applicable (entre 25 % et 40 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI). Les produits bruts dépendent des produits tirés des ventes, moins le coût des diluants et les frais de transport. Les produits nets sont calculés en fonction des produits tirés des ventes, moins le coût des diluants, les frais de transport, ainsi que les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement autorisées.

Foster Creek et Christina Lake ont atteint le stade de récupération des coûts, mais Sunrise n'a pas atteint ce stade.

Pour nos actifs de la Saskatchewan et les projets de production par méthode thermique et de production de pétrole lourd classique de Lloydminster, le calcul des redevances est basé sur l'application d'un taux annuel à chaque projet, qui comprend le partage avec l'État et la propriété franche de chaque projet. Pour les redevances à l'État, les projets n'ayant pas atteint le stade de récupération des coûts versent des redevances fondées sur un taux fixe de 1 %, et les redevances des projets ayant atteint ce stade sont fondées sur un taux de 20 %. Quant aux redevances relatives à la propriété franche, elles ne s'appliquent qu'aux projets ayant atteint le stade de récupération des coûts et sont fondées sur un taux de 8 %.

Les taux de redevance réels ont diminué comparativement à ceux de 2022 en raison surtout de la baisse des prix réalisés et de la diminution des taux de redevance fondés sur une échelle mobile des projets de sables bitumineux de l'Alberta, ces facteurs étant annulés en partie par un taux de redevance réel plus élevé à Christina Lake lié aux ajustements annuels relatifs aux dépôts de clôture de périodes. Pour le trimestre clos le 31 mars 2023, les redevances se sont établies à 516 M\$ (1,1 G\$ en 2022).

## **Charges**

### ***Transport et fluidification***

Au premier trimestre de 2023, les frais de fluidification ont diminué de 308 M\$ pour atteindre 2,5 G\$, comparativement à 2022. Cette baisse est essentiellement attribuable à la baisse du prix des condensats et des volumes.

Les frais de transport ont augmenté de 93 M\$ pour s'établir à 490 M\$ au premier trimestre de 2023, comparativement à 2022. Cette augmentation s'explique essentiellement par la hausse des frais dont il est question ci-après, en partie annulée par la baisse des volumes de vente.

### ***Frais de transport unitaires***

Les frais de transport se sont établis à 9,07 \$ par bep au premier trimestre de 2023, contre 7,23 \$ par bep au premier trimestre de 2022.

À Foster Creek, les frais de transport unitaires ont augmenté de 36 % pour s'établir à 13,45 \$ par baril en 2023, comparativement à ceux de 2022. Cette hausse s'explique essentiellement par la baisse des volumes de vente. Par ailleurs, en 2023, nous avons expédié aux États-Unis 49 % des volumes de Foster Creek, comparativement à 38 % en 2022.

Pour Christina Lake, les frais de transport se sont établis à 7,70 \$ par baril en 2023, en hausse comparativement à 6,37 \$ par baril en 2022, essentiellement en raison de la baisse des volumes de vente et de la hausse des tarifs. En 2023, nous avons expédié aux États-Unis 15 % (17 % en 2022) des volumes de Christina Lake.

Pour Sunrise, les frais de transport se sont établis à 12,67 \$ par baril en 2023, en baisse comparativement à 13,15 \$ par baril en 2022, et nous avons expédié 46 % (67 % en 2022) des volumes aux États-Unis. Cette baisse a été contrebalancée en partie par la diminution des volumes de ventes brutes et par la hausse des tarifs en 2023.

Pour nos autres actifs du secteur Sables bitumineux, les frais de transport en 2023 se sont établis à 3,74 \$ par baril, ce qui est stable par rapport à 3,51 \$ par baril en 2022.

### ***Charges d'exploitation***

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier trimestre de 2023 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 se sont accrues en raison de la hausse des réparations et de la maintenance, des coûts de la main-d'œuvre, du traitement des fluides et des déchets et des coûts de l'électricité. Cette hausse a été annulée en partie par la baisse des coûts du carburant en raison de la diminution de 5 % des prix de référence de l'AECO par rapport au premier trimestre de 2022.

### Charges d'exploitation unitaires<sup>1)</sup>

(\$/bep)	Trimestres clos les 31 mars		
	2023	Variation (%)	2022
<b>Foster Creek</b>			
Carburant	5,11	8	4,71
Autres coûts	7,88	22	6,48
Total	12,99	16	11,19
<b>Christina Lake</b>			
Carburant	3,75	(17)	4,51
Autres coûts	5,36	14	4,71
Total	9,11	(1)	9,22
<b>Sunrise</b>			
Carburant	6,66	2	6,53
Autres coûts	15,37	48	10,42
Total	22,03	30	16,95
<b>Autres – Sables bitumineux<sup>2)</sup></b>			
Carburant	5,93	(15)	7,00
Autres coûts	17,15	26	13,63
Total	23,08	12	20,63
<b>Total</b>	<b>14,04</b>	<b>12</b>	<b>12,51</b>

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

2) Comprend le projet Tucker, ainsi que les actifs de production par méthode thermique et les actifs de pétrole lourd classique de Lloydminster. Les actifs de Tucker ont été vendus le 31 janvier 2022.

Les charges d'exploitation unitaires liées au carburant ont diminué surtout en raison de la baisse du prix du gaz naturel susmentionnée. Les charges d'exploitation unitaires liées au carburant ont également subi l'incidence du moment et de la valeur des ventes à même les stocks. Dans un contexte de baisse du prix du carburant, la valeur des stocks est habituellement plus élevée au moment de la vente, ce qui donne lieu à des coûts du carburant aux fins de l'exploitation plus élevés.

Les autres coûts unitaires pour Foster Creek ont augmenté de 22 % pour s'établir à 7,88 \$ par baril, comparativement à 2022, en raison de la baisse des volumes de vente jumelée à des coûts plus élevés au titre des réparations et de la maintenance, des produits chimiques et de la main-d'œuvre.

Les autres coûts unitaires pour Christina Lake ont augmenté de 14 % pour s'établir à 5,36 \$ par baril, comparativement à 2022, en raison de la baisse des volumes de vente jumelée à des coûts de la main-d'œuvre plus élevés.

Les autres coûts unitaires pour Sunrise ont augmenté de 48 % pour s'établir à 15,37 \$ par baril, comparativement à 2022, en raison de la baisse des volumes de ventes brutes en 2023 jumelée à des coûts plus élevés au titre de la main-d'œuvre, de l'électricité, du transport de l'eau et du transport par camion. Les volumes de ventes brutes en 2023 ont atteint 39,8 milliers de barils par jour, comparativement à 50,6 milliers de barils par jour en 2022.

Les autres coûts unitaires pour nos autres actifs du secteur Sables bitumineux ont augmenté de 26 % pour s'établir à 17,15 \$ par baril, comparativement à 2022, essentiellement en raison de coûts plus élevés au titre des réparations et de la maintenance, des activités de reconditionnement et de la baisse des volumes de vente.

### Prix nets opérationnels

(\$/bep)	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Prix de vente <sup>1)</sup>	55,60	95,90
Redevances <sup>1)</sup>	9,94	19,72
Transport <sup>1)</sup>	9,07	7,23
Charges d'exploitation <sup>1)</sup>	14,04	12,51
<b>Prix net opérationnel<sup>2)</sup></b>	<b>22,55</b>	<b>56,44</b>

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

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

### Amortissement et épuisement

Pour le trimestre clos le 31 mars 2023, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement s'est chiffrée à 715 M\$, comparativement à 635 M\$ pour le trimestre correspondant de 2022. Le taux d'épuisement moyen du trimestre clos le 31 mars 2023 s'est établi à 12,72 \$ par bep, comparativement à 11,80 \$ par bep en 2022.

## Hydrocarbures classiques

Au premier trimestre de 2023, nous avons :

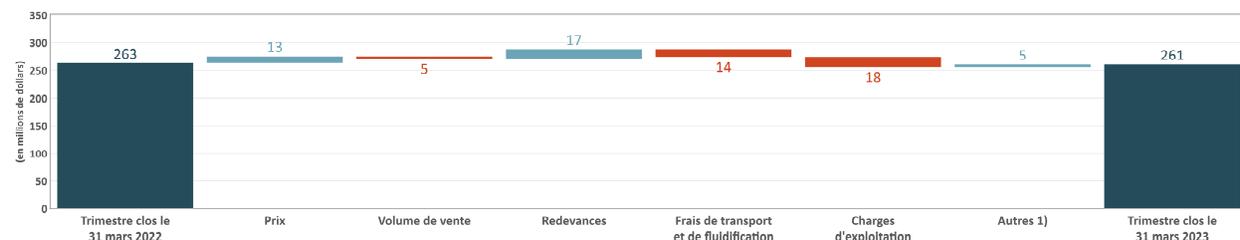
- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- inscrit une marge d'exploitation de 261 M\$, soit une légère diminution comparativement à la période correspondante de 2022;
- engagé des dépenses d'investissement de 141 M\$ axées sur le forage, les activités d'achèvement et de raccordement et les projets d'infrastructures en vue de leur aménagement pendant plusieurs années;
- enregistré un prix net opérationnel de 22,08 \$ par bep.

## Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
<b>Produits des activités ordinaires</b>		
Chiffre d'affaires brut	1 031	1 112
Déduire : Redevances	54	71
	<b>977</b>	1 041
<b>Charges</b>		
Marchandises achetées	510	606
Transport et fluidification	48	34
Charges d'exploitation	150	134
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	8	4
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>261</b>	263
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(20)	—
Amortissement et épuisement	95	80
<b>Résultat sectoriel</b>	<b>186</b>	183

## Variation de la marge d'exploitation

### Trimestre clos le 31 mars 2023



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

## Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
<b>Total – volumes de vente (kbep/j)</b>	<b>123,9</b>	125,2
<b>Prix réalisé total<sup>1)</sup> (\$/bep)</b>	<b>44,30</b>	42,84
Pétrole brut léger (\$/b)	102,80	112,67
LGN (\$/b)	48,05	55,39
Gaz naturel classique (\$/kpi <sup>3</sup> )	6,58	5,55
<b>Production par produit</b>		
Pétrole brut léger (kb/j)	6,4	8,2
LGN (kb/j)	22,0	24,5
Gaz naturel classique (Mpi <sup>3</sup> /j)	572,9	555,0
<b>Total – production (kbep/j)</b>	<b>123,9</b>	125,2
<b>Production de gaz naturel classique (% du total)</b>	<b>77</b>	74
<b>Production de pétrole brut et de LGN (% du total)</b>	<b>23</b>	26
<b>Taux de redevance réel (%)</b>	<b>17,3</b>	15,9
<b>Frais de transport<sup>1)</sup> (\$/bep)</b>	<b>4,34</b>	3,18
<b>Charges d'exploitation<sup>1)</sup> (\$/bep)</b>	<b>13,07</b>	11,33
<b>Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires<sup>1)</sup> (\$/bep)</b>	<b>8,41</b>	8,16

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

## Produits des activités ordinaires

### Prix

Notre prix de vente réalisé total est demeuré stable par rapport à celui de la période correspondante de 2022 en raison de prix réalisés plus élevés sur le gaz naturel, annulés en partie par des prix réalisés moins élevés sur le pétrole brut et les LGN. Les prix de référence du gaz naturel de l'AECO ont diminué de 5 % par rapport à ceux de 2022, et notre prix de vente réalisé total sur les ventes de gaz naturel a augmenté de 19 % par rapport à celui de 2022 en raison de l'obtention de prix considérablement plus élevés sur les volumes vendus aux États-Unis. Nos prix de vente réalisés sur le pétrole et les LGN ont diminué en raison de la baisse des prix de référence.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2023, les ventes brutes comprennent un montant de 510 M\$ (606 M\$ en 2022) se rapportant aux volumes provenant de tiers qui ne sont pas inclus dans nos prix réalisés ni dans nos prix nets opérationnels. Pour de plus amples renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique « Mise en garde sur les mesures financières déterminées » du présent rapport de gestion.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2023, les ventes brutes comprennent des montants liés à des activités de traitement et de transport pour le compte de tiers de 27 M\$ (24 M\$ en 2022), qui ne sont pas inclus dans nos prix réalisés ni dans nos prix nets opérationnels. Pour de plus amples renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique « Mise en garde sur les mesures financières déterminées » du présent rapport de gestion.

### Volumes de production

Les volumes de production sont demeurés stables par rapport à ceux de 2022. Au cours du trimestre, nous avons mis en service un nombre net de 16 nouveaux puits (20 nouveaux puits en 2022). Cette incidence positive a été annulée par les baisses naturelles et la vente de l'actif de Wembley le 28 février 2022.

### Redevances

Les actifs du secteur Hydrocarbures classiques sont assujettis à des régimes de redevances en Alberta et en Colombie-Britannique. Le total des redevances a diminué par rapport à celui de 2022 en raison de la baisse des taux de redevance et de la hausse de la déduction pour frais d'exploitation d'installations gazières. Les puits de gaz naturel en Alberta bénéficient de la déduction pour frais d'exploitation d'installations gazières, qui réduit les redevances pour tenir compte des frais d'exploitation engagés pour le traitement et le transport de la quote-part qui revient à la Couronne de la production de gaz naturel. Les taux de redevance réels ont augmenté par rapport à ceux de 2022 en raison de la baisse des volumes de vente.

## Charges

### Transport

Nos frais de transport correspondent aux coûts que nous engageons pour acheminer le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel du lieu de leur production jusqu'à l'endroit où les produits sont vendus. Les frais de transport ont augmenté de 14 M\$ pour s'établir à 48 M\$ au premier trimestre de 2023, par rapport à la période correspondante de 2022. Les frais de transport unitaires se sont établis en moyenne à 4,34 \$ par bep en 2023, comparativement à 3,18 \$ par bep en 2022.

### Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier trimestre de 2023 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, de la main-d'œuvre et de l'électricité ainsi que les taxes foncières et les coûts de location. Les charges d'exploitation par bep ont augmenté de 1,74 \$ par bep pour s'établir à 13,07 \$ par bep au premier trimestre de 2023, comparativement à la période correspondante de 2022, essentiellement en raison de coûts plus élevés au titre de la main-d'œuvre, des réparations et de la maintenance ainsi que des reconditionnements. Les charges d'exploitation totales ont augmenté de 16 M\$ pour s'établir à 150 M\$ en 2023, comparativement à 2022.

## Prix nets opérationnels

(\$/bep)	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Prix de vente <sup>1)</sup>	44,30	42,84
Redevances <sup>1)</sup>	4,81	6,29
Frais de transport et de fluidification <sup>1)</sup>	4,34	3,18
Charges d'exploitation <sup>1)</sup>	13,07	11,33
<b>Prix net opérationnel<sup>2)</sup></b>	<b>22,08</b>	<b>22,04</b>

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

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

## Amortissement et épuisement

Pour le trimestre clos le 31 mars 2023, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques s'est établie à 95 M\$ (80 M\$ en 2022). Le taux d'épuisement moyen du premier trimestre de 2023 s'est établi à 8,41 \$ par bep (8,16 \$ par bep en 2022).

## Production extracôtière

Au premier trimestre de 2023, nous avons :

- assuré le déroulement sûr de notre exploitation;
- inscrit une marge d'exploitation de 300 M\$, en baisse de 158 M\$ par rapport à celle de 2022, en raison surtout de la baisse des volumes de vente pour nos installations en Chine et de la diminution des prix de référence. Par ailleurs, les charges d'exploitation de nos installations dans la région de l'Atlantique ont augmenté en vue du démarrage de l'important projet de construction West White Rose. Cet important projet de construction a démarré à la fin mars;
- enregistré un prix net opérationnel de 57,06 \$ par bep;
- engagé des dépenses d'investissement de 100 M\$ qui ont été consacrées principalement au projet West White Rose et au projet de prolongement de la durée d'utilité de Terra Nova dans la région de l'Atlantique.

Le 31 mai 2022, Cenovus et ses partenaires ont annoncé le redémarrage du projet West White Rose, ce qui a donné lieu à la réduction de 12,5 % de notre participation directe dans le champ White Rose et ses extensions satellites. La production maximale prévue du projet West White Rose est de 80 milliers de barils par jour (soit un montant net de 45 milliers de barils par jour pour Cenovus), et le début de la production est prévu pour le premier semestre de 2026. Le total du capital nécessaire pour mettre le projet en production est un montant net d'environ 2,0 G\$ à 2,3 G\$ pour Cenovus. Au 31 mars 2023, environ 65 % du projet était achevé. Depuis notre décision de redémarrer le projet, notre investissement se chiffre à environ 155 M\$.

À Terra Nova, les activités de préparation et de maintenance se poursuivent sur le navire de production, de stockage et de déchargement (« NPSD »), et nous sommes actuellement à évaluer l'échéancier.

En Indonésie, où nos actifs sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, nous avons foré et achevé, dans le champ MAC, le troisième puits de mise en valeur des trois puits planifiés. Nous nous attendons à ce que la première production de gaz de ce champ ait lieu au troisième trimestre de 2023.

En Chine, nous avons finalisé une entente au deuxième trimestre de 2022 qui vient augmenter les ventes de gaz de Liuhua 29-1 pour la durée du contrat. Cette entente vient contrebalancer en partie la réduction des ventes de gaz naturel sous contrat de Liwan 3-1 découlant de la résiliation d'une modification ayant temporairement augmenté les volumes de vente au deuxième trimestre de 2022. À compter de 2023, les volumes de vente de gaz sous contrat diminueront davantage, conformément au contrat de Liwan 3-1.

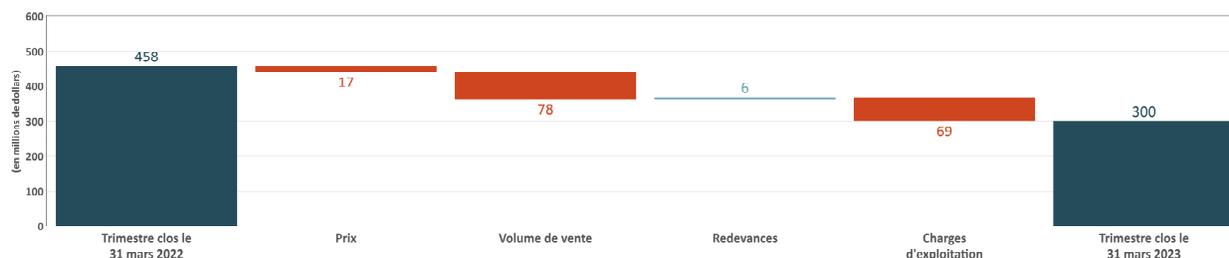
## Résultats financiers

	Trimestres clos les 31 mars					
	2023			2022		
(en millions de dollars)	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extracôtière	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extracôtière
<b>Produits des activités ordinaires</b>						
Chiffre d'affaires brut	324	149	473	395	172	567
Déduire : Redevances	18	8	26	22	10	32
	<b>306</b>	<b>141</b>	<b>447</b>	373	162	535
<b>Charges</b>						
Transport et fluidification	—	5	5	—	4	4
Charges d'exploitation	25	117	142	27	46	73
<b>Marge d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>281</b>	<b>19</b>	<b>300</b>	346	112	458
Amortissement et épuisement			128			150
Coûts de prospection			2			15
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			(6)			(4)
<b>Résultat sectoriel</b>			<b>176</b>			297

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

## Variation de la marge d'exploitation

### Trimestre clos le 31 mars 2023



## Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
<b>Volumes de vente</b>		
Région de l'Atlantique (kb/j)	15,7	14,6
Région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)		
Chine	43,0	53,6
Indonésie <sup>1)</sup>	13,7	9,1
Asie-Pacifique – Total	56,7	62,7
<b>Total – volumes de vente (kbep/j)</b>	<b>72,4</b>	<b>77,3</b>
<b>Prix réalisé total<sup>2)</sup> (\$/bep)</b>	<b>83,64</b>	90,44
Région de l'Atlantique – Pétrole brut léger (\$/b)	104,98	130,87
Région de l'Asie-Pacifique <sup>1)</sup> (\$/bep)	77,71	81,04
LGN (\$/b)	96,45	110,30
Gaz naturel classique (\$/kpi <sup>3</sup> )	12,17	12,22
<b>Production par produit</b>		
Région de l'Atlantique – Pétrole brut léger (kb/j)	8,9	13,7
Région de l'Asie-Pacifique <sup>1)</sup>		
LGN (kb/j)	11,4	13,1
Gaz naturel classique (Mpi <sup>3</sup> /j)	272,1	297,5
Total – Région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)	56,7	62,7
<b>Total – production (kbep/j)</b>	<b>65,6</b>	<b>76,4</b>
<b>Taux de redevance réel (%)</b>		
Région de l'Atlantique	5,3	6,1
Région de l'Asie-Pacifique <sup>1)</sup>	10,2	10,8
<b>Charges d'exploitation<sup>2)</sup> (\$/bep)</b>	<b>18,50</b>	11,63
Région de l'Atlantique	59,73	36,06
Région de l'Asie-Pacifique <sup>1)</sup>	7,05	5,95
<b>Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires<sup>2)</sup> (\$/bep)</b>	<b>31,09</b>	29,86

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

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

## Produits des activités ordinaires

### Prix

Le prix que nous recevons pour le gaz naturel vendu en Asie est fixé par des contrats à long terme. Notre prix de vente réalisé sur le pétrole brut léger et les LGN a diminué au cours du premier trimestre de 2023, comparativement à 2022, principalement en raison de la baisse du prix de référence du Brent.

### Volumes de production

La production dans la région de l'Atlantique a diminué de 4,8 milliers de barils par jour pour s'établir à 8,9 milliers de barils par jour, comparativement à 2022, en raison de la diminution de la participation directe de Cenovus dans le champ White Rose et ses extensions satellites au deuxième trimestre de 2022. Par ailleurs, la production a subi l'incidence d'activités de révision au NPSD SeaRose qui étaient initialement prévues plus tard dans l'année et qui ont été devancées au premier trimestre.

La production a repris à la fin avril. La production de pétrole brut léger provenant du champ White Rose est déchargée du navire de production, de stockage et de déchargement SeaRose (le « NPSD SeaRose ») vers des navires pétroliers et stockée dans un terminal terrestre avant d'être expédiée aux acheteurs, ce qui occasionne des délais entre la production et la vente.

La production dans la région de l'Asie-Pacifique a diminué légèrement au premier trimestre de 2023, par rapport à celle de la période correspondante de 2022, en raison de modifications aux contrats pour Liwan 3-1 et Liuhua 29-1 au deuxième trimestre de 2022 ayant entraîné une baisse nette de la production. Cette baisse a été annulée en partie par la première production de gaz aux champs MBH et MDA en Indonésie au quatrième trimestre de 2022.

### Redevances

Pour le premier trimestre de 2023, les redevances dans la région de l'Atlantique se sont établies à 8 M\$ (10 M\$ en 2022).

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 premier trimestre de 2023 s'est établi à 10,2 % (10,8 % en 2022).

### Charges

#### Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation dans la région de l'Atlantique pour le premier trimestre de 2023 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, les coûts liés aux navires et aux hélicoptères et les coûts de la main-d'œuvre. Les charges d'exploitation totales ont augmenté en raison des coûts liés à la réalisation du projet West White Rose, dont la construction a commencé à la fin mars. Les activités continues de préparation et de maintenance en vue de la remise en service du NPSD de Terra Nova ont également fait croître les charges d'exploitation. Cette hausse a été annulée en partie par la restructuration de la participation directe dans le champ White Rose au deuxième trimestre de 2022. Les charges d'exploitation unitaires ont augmenté en raison de l'augmentation des coûts pour Terra Nova susmentionnée.

Les principales composantes de nos charges d'exploitation dans la région de l'Asie-Pacifique pour le premier trimestre de 2023 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, les primes d'assurance et les coûts de la main-d'œuvre. Les charges d'exploitation totales ont été relativement stables par rapport à celles de la période correspondante de 2022. Les charges d'exploitation unitaires ont augmenté de 1,10 \$ par bep pour s'établir à 7,05 \$ par bep au premier trimestre de 2023, essentiellement en raison de la baisse des volumes de vente et de l'entrée en service des champs MBH et MDA en Indonésie au quatrième trimestre de 2022.

#### Transport

Les frais de transport dans la région de l'Atlantique sont demeurés stables par rapport à ceux de la période correspondante de 2022 et comprennent le coût du transport du pétrole brut du NPSD SeaRose jusqu'aux installations terrestres au moyen de navires pétroliers, ainsi que les frais de stockage.

### Prix nets opérationnels

(\$/bep, sauf indication contraire)	Trimestre clos le 31 mars 2023			
	Chine	Indonésie <sup>1)</sup>	Région de l'Atlantique (\$/b)	Total – production extracôtière
Prix de vente <sup>2)</sup>	83,50	59,46	104,98	83,64
Redevances <sup>2)</sup>	4,60	18,31	5,53	7,39
Transport et fluidification <sup>2)</sup>	—	—	3,16	0,69
Charges d'exploitation <sup>2)</sup>	5,58	11,69	59,73	18,50
<b>Prix net opérationnel<sup>3)</sup></b>	<b>73,32</b>	<b>29,46</b>	<b>36,56</b>	<b>57,06</b>

(\$/bep, sauf indication contraire)	Trimestre clos le 31 mars 2022			
	Chine	Indonésie <sup>1)</sup>	Région de l'Atlantique (\$/b)	Total – production extracôtière
Prix de vente <sup>2)</sup>	82,09	74,82	130,87	90,44
Redevances <sup>2)</sup>	4,43	34,23	7,81	8,58
Transport et fluidification <sup>2)</sup>	—	—	3,51	0,66
Charges d'exploitation <sup>2)</sup>	4,66	13,51	36,06	11,63
<b>Prix net opérationnel<sup>3)</sup></b>	<b>73,00</b>	<b>27,08</b>	<b>83,49</b>	<b>69,57</b>

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

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

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

## Amortissement et épuisement

Au premier trimestre de 2023, la charge d'amortissement et d'épuisement liée à la production extracôticière s'est établie à 128 M\$ (150 M\$ en 2022). Le taux d'épuisement moyen du premier trimestre de 2023 s'est établi à 31,09 \$ par bep (29,86 \$ par bep en 2022).

## SECTEURS EN AVAL

### Fabrication au Canada

Au premier trimestre de 2023, nous avons :

- assuré le déroulement sûr de notre exploitation;
- atteint un taux d'utilisation du brut de 99 % à la raffinerie de Lloydminster et un taux d'utilisation moyen du brut de 86 % à l'usine de valorisation;
- inscrit une marge d'exploitation de 263 M\$, soit une augmentation de 142 M\$ par rapport à 2022, attribuable surtout à la hausse de l'écart lié à valorisation et aux marges plus élevées sur l'asphalte et les produits industriels.

## Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Produits des activités ordinaires	1 508	1 607
Marchandises achetées	1 093	1 335
<b>Marge brute<sup>1)</sup></b>	<b>415</b>	272
<b>Charges</b>		
Charges d'exploitation	152	151
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>263</b>	121
Amortissement et épuisement	43	50
<b>Résultat sectoriel</b>	<b>220</b>	71

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

## Sommaire des résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
<b>Capacité de production unitaire de pétrole brut lourd (kb/j)</b>	<b>110,5</b>	110,5
Usine de valorisation de Lloydminster	81,5	81,5
Raffinerie de Lloydminster	29,0	29,0
<b>Production unitaire de pétrole brut lourd (kb/j)</b>	<b>98,7</b>	98,1
Usine de valorisation de Lloydminster	70,0	70,7
Raffinerie de Lloydminster	28,7	27,4
<b>Taux d'utilisation du pétrole brut<sup>1)</sup> (%)</b>	<b>89</b>	89
<b>Production totale (kb/j)</b>	<b>106,4</b>	104,3
Produits raffinés	101,3	99,4
Éthanol	5,1	4,9
<b>Écart lié à la valorisation<sup>2)</sup> (\$/b)</b>	<b>41,75</b>	20,50
<b>Marge d'affinage<sup>3)</sup> (\$/b)</b>	<b>43,30</b>	24,28
Usine de valorisation de Lloydminster	48,53	26,98
Raffinerie de Lloydminster	30,53	17,33
<b>Charges d'exploitation unitaires<sup>4)</sup> (\$/b)</b>	<b>12,46</b>	10,99
<b>Transport ferroviaire</b>		
Volumes de chargement <sup>5)</sup> (kb/j)	2,2	3,0

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

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

3) Renferme une mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion. Les produits des activités ordinaires tirés de l'usine de valorisation et des activités liés aux carburants commerciaux pour le trimestre clos le 31 mars 2023 se sont établis à 1,2 G\$ (756 M\$ en 2022 pour l'usine de valorisation). Les produits des activités ordinaires de la raffinerie de Lloydminster pour le trimestre clos le 31 mars 2023 se sont chiffrés à 188 M\$ (186 M\$ en 2022).

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

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

La production de l'usine de valorisation a diminué légèrement comparativement à celle du premier trimestre de 2022 pour s'établir à 70,0 milliers de barils par jour. L'usine de valorisation a renoué avec la pleine production à la mi-janvier 2023, après avoir subi l'incidence de températures plus froides et d'interruptions de service au quatrième trimestre de 2022. La production de l'usine de valorisation avait également subi l'incidence d'activités de maintenance au premier trimestre de 2022.

La production de la raffinerie de Lloydminster a augmenté légèrement par rapport à celle du premier trimestre de 2022 pour s'établir à 28,7 milliers de barils par jour. La raffinerie a fonctionné à sa capacité maximale ou presque aux premiers trimestres de 2023 et de 2022.

#### **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 ont augmenté en raison de la période d'asphaltage, qui s'étend habituellement de mai à octobre chaque année.

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

Au premier trimestre de 2023, les produits des activités ordinaires ont diminué de 99 M\$ pour s'établir à 1,5 G\$, essentiellement en raison de la cession de notre réseau de vente au détail au troisième trimestre de 2022.

La marge brute a augmenté de 143 M\$ au premier trimestre de 2023, par rapport à celle du premier trimestre de 2022, l'écart lié à la valorisation ayant doublé et les marges sur les ventes d'asphalte et de produits industriels ayant augmenté. Cette hausse a été annulée en partie par la cession de nos activités de vente de carburant au détail au troisième trimestre de 2022.

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 2023 ont été les coûts de la main-d'œuvre, des réparations et de la maintenance et de l'énergie. Le total des charges d'exploitation est demeuré stable par rapport à celui de 2022 en raison de la hausse des coûts de réparation et de maintenance pour l'usine de valorisation ayant été annulée par la baisse des coûts liés aux actifs de vente au détail cédés au troisième trimestre de 2022.

Les charges d'exploitation unitaires se sont accrues en raison surtout de la hausse des coûts des réparations et de la maintenance pour l'usine de valorisation. Les charges d'exploitation unitaires ne visent que les charges d'exploitation et la production à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster.

#### **Amortissement et épusement**

La charge d'amortissement et d'épusement liée à la fabrication au Canada s'est établie à 43 M\$ au premier trimestre de 2023, comparativement à 50 M\$ en 2022.

#### **Fabrication aux États-Unis**

Au premier trimestre de 2023, nous avons :

- assuré le déroulement sûr de notre exploitation;
- inscrit une marge d'exploitation de 128 M\$, soit une baisse de 295 M\$ comparativement à 2022, en raison surtout de la diminution de la marge de raffinage par baril, de la réduction de la production de pétrole brut et de produits raffinés ainsi que de la hausse des charges d'exploitation;
- atteint un taux d'utilisation du brut de 94 % à la raffinerie de Lima;
- atteint un taux d'utilisation moyen du brut de 67 % et une production de pétrole brut de 359,2 milliers de barils par jour pour tous les actifs du secteur Fabrication aux États-Unis. Le taux d'utilisation du brut ne tient pas compte de la production et de la capacité de la raffinerie de Superior;
- entrepris des activités de révision planifiées à la raffinerie de Borger ainsi que la première phase des activités de révision planifiées à la raffinerie de Wood River, qui se sont terminées en avril;
- à la raffinerie de Superior, nous avons démarré la circulation d'hydrocarbures en février et commencé la production de pétrole brut à la mi-mars, et la production de la raffinerie augmentera tout au long du deuxième trimestre;
- engagé des dépenses d'investissement de 194 M\$ qui ont visé principalement la reconstruction de la raffinerie de Superior et des projets de fiabilité aux raffineries de Wood River et de Borger.

Le 28 février 2023, nous avons conclu l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans la raffinerie de Toledo auprès de BP pour une contrepartie en trésorerie de 368 M\$ US comprenant le fonds de roulement. Cette acquisition nous donnera la pleine propriété et l'exploitation de la raffinerie et intégrera davantage nos capacités de production et de raffinage de pétrole lourd. La transaction nous donne une capacité de production en aval supplémentaire de 80,0 milliers de barils par jour, dont 45,0 milliers de barils par jour de capacité de raffinage de pétrole lourd.

## Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Produits des activités ordinaires	5 860	6 509
Marchandises achetées	5 129	5 482
<b>Marge brute<sup>1)</sup></b>	<b>731</b>	<b>1 027</b>
<b>Charges</b>		
Charges d'exploitation	602	494
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	1	110
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>128</b>	<b>423</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(6)	27
Amortissement et épuisement	103	85
<b>Résultat sectoriel</b>	<b>31</b>	<b>311</b>

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

## Sommaire des résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
<b>Capacité de production unitaire de pétrole brut lourd<sup>1)</sup> (kb/j)</b>	<b>635,2</b>	<b>502,5</b>
Raffinerie de Lima <sup>2)</sup>	178,7	175,0
Raffinerie de Superior	49,0	—
Raffinerie de Toledo <sup>3)</sup>	160,0	80,0
Raffineries de Wood River et de Borger <sup>4)</sup>	247,5	247,5
<b>Production unitaire de pétrole brut lourd (kb/j)</b>	<b>359,2</b>	<b>403,7</b>
Raffinerie de Lima	167,2	136,1
Raffinerie de Superior	0,2	—
Raffinerie de Toledo <sup>3)</sup>	—	72,1
Raffineries de Wood River et de Borger <sup>4)</sup>	191,8	195,5
<b>Capacité de production unitaire de pétrole brut lourd (kb/j)</b>		
Pétrole brut lourd	114,7	153,8
Pétrole brut léger et moyen	244,5	249,9
<b>Taux d'utilisation du pétrole brut<sup>5)</sup> (%)</b>	<b>67</b>	<b>80</b>
<b>Production (kb/j)</b>	<b>379,0</b>	<b>430,6</b>
<b>Marge d'affinage<sup>6)</sup> 7) (\$/b)</b>	<b>22,62</b>	<b>28,26</b>
<b>Charges d'exploitation unitaires<sup>7)</sup> 8) (\$/b)</b>	<b>18,63</b>	<b>13,59</b>

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

2) La capacité nominale de la raffinerie de Lima a augmenté en date du 1<sup>er</sup> janvier 2023.

3) Cenovus a acquis la participation résiduelle de 50 % dans la raffinerie de Toledo auprès de BP le 28 février 2023.

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

5) La production et la capacité de production de pétrole brut de la raffinerie de Superior ne sont pas prises en compte dans le calcul du taux d'utilisation du brut. Le taux d'utilisation du 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.

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

7) Selon les volumes de production de pétrole brut et les résultats d'exploitation aux raffineries de Wood River, de Borger, de Lima, de Toledo et de Superior.

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

Au premier trimestre de 2023, le taux d'utilisation du pétrole brut total pour le secteur s'est établi à 67 % (80 % en 2022).

- La raffinerie de Lima a renoué avec ses taux de production normaux en janvier 2023, après avoir subi l'incidence de la tempête hivernale Elliott en décembre 2022. La raffinerie a donné un très bon rendement durant le trimestre, atteignant un taux d'utilisation du pétrole brut de 94 % (78 % en 2022).
- La raffinerie de Toledo est demeurée fermée au premier trimestre de 2023. Son taux d'utilisation du pétrole brut au premier trimestre de 2022 s'était établi à 90 %. La réparation des unités endommagées se poursuit. La production de la raffinerie a redémarré partiellement en avril 2023 et augmentera tout au long du deuxième trimestre.
- En décembre 2022, un incident est survenu à la raffinerie de Wood River ayant réduit sa production. Le taux d'utilisation de pétrole brut augmente de façon constante depuis la première semaine de janvier, l'une des principales composantes de la production de carburéacteur ayant été remise en service à la mi-mars. À la fin de février, nous avons entrepris la première phase des activités de révision planifiées à la raffinerie, et cette dernière s'est terminée au début d'avril. La deuxième phase, qui devrait également avoir une incidence sur la production, a démarré à la mi-avril et devrait se terminer en mai.
- La raffinerie de Borger a connu des interruptions de service non planifiées au quatrième trimestre de 2022 et a renoué avec la pleine production en janvier 2023. D'autres interruptions de service non planifiées mineures ont eu lieu au cours du premier trimestre, et des activités de révision planifiées ont commencé à la raffinerie à la fin mars et se sont terminées à la fin avril.
- Le taux d'utilisation de pétrole brut combiné pour les raffineries de Wood River et de Borger s'est établi à 77 % (79 % en 2022).

À la raffinerie de Superior, nous avons démarré la circulation d'hydrocarbures en février et commencé la production de pétrole brut à la mi-mars 2023. La production de la raffinerie augmentera tout au long du deuxième 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. Les marges de craquage sur le marché sont des indicateurs de la marge résultant de la transformation de pétrole brut en produits raffinés, alors que les marges de craquage qu'obtient Cenovus sur le raffinage, qui correspondent à la marge brute par baril, sont tributaires de nombreux facteurs. Ces facteurs comprennent le type de charge d'alimentation en pétrole brut traitée, la configuration des raffineries et la proportion d'essence, de distillats et de produits secondaires qui composent leur production, le délai entre l'achat du pétrole brut alimentant les raffineries et le moment où celles-ci traitent ce pétrole brut, ainsi que les coûts de la charge d'alimentation. Le traitement de pétrole brut moins coûteux par rapport au traitement du WTI crée un avantage relativement au coût de la charge d'alimentation. Ce dernier est établi selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.

Les produits des activités ordinaires ont diminué de 649 M\$ pour s'établir à 5,9 G\$ au premier trimestre de 2023, par rapport à la période correspondante de 2022. Cette diminution est essentiellement attribuable à la baisse de production de produits raffinés et à la diminution des prix de ces produits.

La marge brute a diminué de 296 M\$ pour s'établir à 731 M\$ au premier trimestre de 2023, comparativement à la période correspondante de 2022, en raison surtout du coût plus élevé de la charge d'alimentation traitée à même les stocks ainsi que de la baisse des prix des produits raffinés et de la diminution de leur production. En raison d'un incident survenu à la raffinerie de Wood River en décembre, la raffinerie n'a pas été en mesure d'assurer la production de carburéacteur avant la mi-mars. Au cours du trimestre, l'achat de carburéacteur pour respecter nos contrats d'approvisionnement a eu une incidence négative sur la marge brute. Pour le premier trimestre de 2023, le coût des NIR s'est établi à 281 M\$ (233 M\$ en 2022). Le prix des NIR s'est établi en moyenne à 8,20 \$ US le baril au premier trimestre de 2023, comparativement à 6,44 \$ US le baril à la période correspondante de 2022.

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2023, nous avons réalisé des pertes liées à la gestion des risques de 1 M\$ (110 M\$ en 2022). Cette diminution est attribuable au contexte de hausse du prix des marchandises au premier trimestre de 2022. Au premier trimestre de 2023, nous avons comptabilisé des profits latents liés à la gestion des risques de 6 M\$ (pertes de 27 M\$ en 2022) au titre des instruments financiers liés au pétrole brut et aux produits raffinés.

#### **Charges d'exploitation**

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

Les charges d'exploitation ont augmenté de 108 M\$ pour s'établir à 602 M\$ au premier trimestre de 2023, par rapport à la période correspondante de 2022. Cette hausse est essentiellement attribuable aux coûts liés à ce qui suit :

- les activités de maintenance et de préparation accrues à la raffinerie de Superior;
- l'acquisition de la pleine participation dans la raffinerie de Toledo le 28 février 2023;
- les coûts des réparations et de la maintenance liés aux activités de révision planifiées aux raffineries de Wood River et de Borger ainsi que les difficultés opérationnelles survenues à la raffinerie de Wood River susmentionnées;

- la hausse des coûts de la main-d'œuvre et des produits chimiques;
- la hausse du prix de l'électricité.

Cette augmentation a été annulée en partie par les coûts associés aux activités de révision réalisées en 2022 aux raffineries de Wood River et de Toledo.

Au premier trimestre de 2023, les charges d'exploitation unitaires ont augmenté de 5,04 \$ par baril de pétrole brut produit pour s'établir à 18,63 \$ par baril, comparativement à la période correspondante de 2022. Cette hausse est principalement attribuable aux facteurs susmentionnés, cumulés à la baisse de la production de pétrole brut. Les charges d'exploitation de la raffinerie de Superior sont comprises dans les charges d'exploitation unitaires.

#### Amortissement et épuisement

La charge d'amortissement et d'épuisement liée à la fabrication aux États-Unis s'est établie à 103 M\$ au premier trimestre de 2023, comparativement à 85 M\$ en 2022.

### ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Pour le premier trimestre de 2023, les activités non sectorielles au titre de la gestion des risques ont donné lieu à :

- des pertes réalisées liées à la gestion des risques de 7 M\$ (profits de 7 M\$ en 2022) aux termes des contrats de gestion des risques de change;
- des pertes latentes de 30 M\$ (18 M\$ en 2022) liées à la gestion des risques aux termes des contrats d'énergie renouvelable et des contrats de gestion des risques de change.

#### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Frais généraux et frais d'administration	158	199
Charges financières	194	229
Produit d'intérêts	(33)	(15)
Coûts d'intégration et de transaction	20	24
(Profit) perte de change, montant net	(7)	(102)
(Profit) perte lié à la réévaluation	33	—
Réévaluation des paiements conditionnels	17	236
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(1)	(242)
Autres (produits) charges, montant net	(6)	(370)
	<b>375</b>	<b>(41)</b>

#### Frais généraux et frais d'administration

Les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été les coûts de la main-d'œuvre et les coûts des technologies de l'information ainsi que les primes d'intéressement à long terme. Les frais généraux et d'administration ont diminué de 41 M\$ par rapport à ceux de la période correspondante de 2022 essentiellement en raison de la diminution des coûts au titre des primes d'intéressement à long terme découlant de la variation du cours de nos actions, annulée en partie par la hausse des coûts des technologies de l'information. Le cours de clôture de nos actions ordinaires le 31 mars 2023 était de 23,58 \$, en baisse par rapport au cours de 26,27 \$ le 31 décembre 2022. Le cours de clôture de nos actions ordinaires le 31 mars 2022 était de 20,84 \$, en hausse par rapport au cours de 15,51 \$ le 31 décembre 2021.

#### Charges financières

Les charges financières ont diminué de 35 M\$ au premier trimestre de 2023 par rapport à celles de 2022 essentiellement en raison de remboursements sur la dette en 2022 ayant permis de diminuer la dette à long terme de la société. Se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur la dette à long terme.

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2023, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette s'est établi à 4,7 % (4,7 % en 2022).

#### Coûts d'intégration et de transaction

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.

Les coûts d'intégration et de transaction de 24 M\$ au premier trimestre de 2022 étaient liés à l'intégration de Cenovus et de Husky Energy Inc.

## Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
(Profit) perte de change latent	14	(139)
(Profit) perte de change réalisé	(21)	37
	(7)	(102)

Au premier trimestre de 2023, les pertes de change latentes et les profits de change réalisés se rapportaient essentiellement au fonds de roulement.

### (Profit) perte lié à la réévaluation

Cenovus a comptabilisé une perte liée à la réévaluation de 33 M\$ au premier trimestre de 2023 en lien avec l'acquisition de Toledo. Comme l'exige IFRS 3 *Regroupements d'entreprises*, lorsqu'un acquéreur obtient le contrôle par étapes, la participation précédemment détenue est réévaluée à la juste valeur à la date d'acquisition, et tout gain ou perte est comptabilisé en résultat net. Se reporter à la note 4 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

### Réévaluation des paiements conditionnels

Dans le cadre de l'acquisition de Sunrise, Cenovus a convenu de verser des paiements trimestriels variables à BP Canada pour une période maximale de huit trimestres après le 31 août 2022 si le prix moyen du pétrole brut WCS dépasse 52,00 \$ le baril au cours d'un trimestre. La valeur cumulative maximale du paiement variable est de 600 M\$. Se reporter à la note 16 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Le paiement conditionnel est comptabilisé à titre d'option financière, les variations de la juste valeur étant inscrites dans le résultat net. Au 31 mars 2023, la juste valeur du paiement variable était évaluée à 394 M\$, ce qui a donné lieu à une perte hors trésorerie liée à la réévaluation de 17 M\$. Nous avons versé au premier trimestre de 2023 un montant de 92 M\$ aux termes de cette entente qui a été comptabilisé à titre de flux de trésorerie liés aux activités d'investissement sans incidence sur les fonds provenant de l'exploitation ajustés. Au 31 mars 2023, une somme de 42 M\$ est exigible aux termes de l'entente. Au 31 mars 2023, le prix à terme moyen du WCS pour la durée restante du paiement variable était d'environ 77,54 \$ le baril.

Le paiement conditionnel relativement à l'acquisition auprès de ConocoPhillips Company et certaines de ses filiales d'une participation de 50 % dans FCCL Partnership a pris fin le 17 mai 2022 et le paiement final a eu lieu en juillet 2022. Nous avons versé au premier trimestre de 2022 un montant de 160 M\$ aux termes de cette entente qui a été comptabilisé à titre de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en réduction des fonds provenant de l'exploitation ajustés. Au premier trimestre de 2022, une perte hors trésorerie liée à la réévaluation de 236 M\$ avait été comptabilisée.

### (Profit) perte à la sortie d'actifs

Pour le premier trimestre de 2022, nous avons comptabilisé un profit à la sortie d'actifs de 242 M\$ en raison surtout de la réalisation de la vente de nos actifs de Tucker et de Wembley.

### Autres (produits) charges, montant net

Au premier trimestre de 2023, les autres produits se sont établis à 6 M\$ (370 M\$ en 2022). En 2022, les autres produits étaient attribuables essentiellement à un produit d'assurance en lien avec les incidents survenus en 2018 à la raffinerie de Superior et dans la région de l'Atlantique.

### Amortissement et épuisement

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement s'est chiffrée à 21 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2023 (30 M\$ en 2022).

### Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Impôt exigible		
Canada	258	367
États-Unis	17	20
Région de l'Asie-Pacifique	46	38
Autres pays	6	—
<b>Total de la charge (du produit) d'impôt exigible</b>	<b>327</b>	<b>425</b>
<b>Charge (produit) d'impôt différé</b>	<b>(370)</b>	<b>118</b>
	<b>(43)</b>	<b>543</b>

Pour le trimestre clos le 31 mars 2023, la société a comptabilisé une charge d'impôt exigible liée à l'exploitation pour tous les territoires où Cenovus exerce ses activités. Cette diminution est attribuable à une baisse du résultat par rapport à 2022. De plus, Cenovus a comptabilisé un produit d'impôt différé de 370 M\$, dont une tranche de 176 M\$ se rapporte à une augmentation de

la base fiscale liée à l'acquisition de Toledo, ce qui a contribué à un taux d'imposition effectif négatif de 7,3 %. Compte non tenu de l'incidence de l'acquisition de Toledo, le taux d'imposition effectif demeure conforme au taux prévu par la loi.

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 de compétences à l'autre, les écarts de change non imposables, les ajustements au titre des modifications des taux d'imposition et d'autres dispositions des lois fiscales.

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

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

Nous prévoyons financer nos besoins en trésorerie à court terme au moyen des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation, de l'utilisation prudente de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et d'autres sources de liquidités. Il s'agit notamment de prélèvements sur nos facilités de crédit engagées, de prélèvements sur nos facilités remboursables à vue non engagées et d'autres occasions commerciales ou financières qui offrent un accès rapide au financement pour étayer les flux de trésorerie. Nous entendons bien conserver les notes de crédit d'excellente qualité que nous ont accordées S&P Global Ratings, Moody's Investors Services, DBRS Morningstar et Fitch Ratings. Le coût et la disponibilité des emprunts et l'accès à des sources de liquidités et à des capitaux sont tributaires des notations de crédit établies par des agences de notation indépendantes et des conditions du marché.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
<b>Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :</b>		
Activités d'exploitation	(286)	1 365
Activités d'investissement	(1 755)	337
<b>Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement</b>	<b>(2 041)</b>	<b>1 702</b>
Activités de financement	(435)	(1 093)
Incidence des fluctuations du cours de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	1	(83)
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(2 475)</b>	<b>526</b>
	<b>31 mars</b>	<b>31 décembre</b>
(en millions de dollars)	<b>2023</b>	<b>2022</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>2 049</b>	<b>4 524</b>
<b>Dettes totales</b>	<b>8 681</b>	<b>8 806</b>

### Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour le trimestre clos le 31 mars 2023, les sorties de trésorerie liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 286 M\$, comparativement à des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation de 1,4 G\$ pour le trimestre correspondant de 2022. Cette variation est attribuable à la marge d'exploitation moins élevée ainsi qu'à l'effet sur le fonds de roulement du paiement du passif d'impôt de 1,2 G\$ au 31 décembre 2022.

### Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement se sont chiffrées à 1,8 G\$ au premier trimestre de 2023, comparativement à des entrées de trésorerie liées aux activités d'investissement de 337 M\$ au trimestre correspondant de 2022. Cette variation est principalement attribuable au produit de cessions ayant eu lieu au premier trimestre de 2022, à la clôture de l'acquisition de Toledo et à la hausse des dépenses d'investissement en 2023. De plus, le fonds de roulement hors trésorerie a diminué en 2023 en raison essentiellement du paiement conditionnel lié à Sunrise et d'un produit d'assurance reçu en 2022 en lien avec l'incident survenu à la raffinerie de Superior.

## Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Les sorties de trésorerie liées aux activités de financement se sont chiffrées à 435 M\$ au premier trimestre de 2023 (1,1 G\$ en 2022). Cette diminution s'explique essentiellement par le remboursement sur la dette de 402 M\$ US en 2022 et par le rachat d'actions ordinaires pour un montant plus élevé dans le cadre de notre offre publique de 2022, ces facteurs étant contrebalancés en partie par le versement d'un dividende de base plus élevé en 2023.

Au premier trimestre de 2023, la société a racheté, dans le cadre de l'offre publique, 1,6 million d'actions ordinaires (24,6 millions en 2022) au cours moyen pondéré en fonction du volume de 25,54 \$ par action ordinaire pour un total de 40 M\$ (466 M\$ en 2022). Les actions ordinaires ont par la suite été annulées. Pour le premier trimestre de 2023, nous avons versé sur nos actions ordinaires des dividendes de base de 200 M\$ (69 M\$ en 2022).

Au premier trimestre de 2023, nous avons remboursé 115 M\$ sur les emprunts à court terme.

## Fonds de roulement

Compte non tenu du paiement conditionnel, notre fonds de roulement ajusté s'élevait à 4,2 G\$ au 31 mars 2023 (4,7 G\$ au 31 décembre 2022).

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

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

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés constituent une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur pétrolier et gazier qui permet d'évaluer la capacité d'une entreprise de financer ses programmes d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières. Les fonds provenant de l'exploitation disponibles constituent une mesure financière hors PCGR qui permet d'évaluer les fonds disponibles dont dispose la société après avoir financé ses programmes d'investissement. L'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles est une mesure financière hors PCGR qui permet à la société de procurer des rendements aux actionnaires et d'affecter des capitaux conformément à nos modalités de rendement pour les actionnaires.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>(286)</b>	1 365
(Ajouter) déduire :		
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	<b>(48)</b>	(19)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	<b>(1 633)</b>	(1 199)
<b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés</b>	<b>1 395</b>	2 583
Dépenses d'investissement	<b>1 101</b>	746
<b>Fonds provenant de l'exploitation disponibles</b>	<b>294</b>	1 837
Ajouter (déduire) :		
Dividendes de base versés sur les actions ordinaires	<b>(200)</b>	(69)
Dividendes versés sur les actions privilégiées	<b>(18)</b>	(9)
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	<b>(48)</b>	(19)
Remboursement du capital des contrats de location	<b>(70)</b>	(75)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	<b>(465)</b>	—
Produit de la sortie d'actifs	<b>8</b>	950
<b>Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles</b>	<b>(499)</b>	2 615

## Cible de rendement pour les actionnaires

Le maintien d'un bilan sain et de la résilience nécessaire pour faire face à la volatilité des prix et tirer parti des occasions tout au long du cycle du prix des marchandises est un élément fondamental de la structure de répartition des capitaux de Cenovus. Nous avons fixé un objectif quant à notre dette nette, soit 4 G\$, qui sert de niveau plancher pour la dette nette. Notre objectif de dette nette de 4 G\$ représente une cible de ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés d'environ 1,0x en creux de cycle du prix des marchandises. Nous prévoyons remettre aux actionnaires une valeur supplémentaire par le truchement de rachats d'actions ou du versement de dividendes variables comme suit :

- Lorsque la dette nette est inférieure à 9 G\$, mais supérieure à 4 G\$ en fin de trimestre, nous ciblerons l'affectation de 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles du trimestre suivant aux rendements pour les actionnaires, tout en continuant de réduire la dette jusqu'à ce que nous atteignons la cible de dette nette de 4 G\$.
- Lorsque la dette nette est supérieure à 9 G\$ en fin de trimestre, nous prévoyons affecter la totalité de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles du trimestre suivant à l'allègement du bilan.
- Lorsque la dette nette se situe au niveau plancher de 4 G\$ en fin de trimestre, nous viserons à affecter la totalité de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles du trimestre suivant aux rendements aux actionnaires.

Le rachat d'actions a lieu au moment opportun en fonction des seuils de rendement. Lorsque la valeur des rachats d'actions pour un trimestre donné est inférieure à la valeur des rendements attendus, le solde est versé sous forme de dividende variable

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

Le 31 décembre 2022, notre dette à long terme se chiffrait à 8,7 G\$ et notre dette nette s'établissait à 4,3 G\$. Par conséquent, notre cible de rendement pour les actionnaires pour le trimestre clos le 31 mars 2023 correspondait à 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles de ce trimestre. Pour le trimestre clos le 31 mars 2023, l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles correspondait à un montant négatif de 499 M\$. Par conséquent, notre rendement cible a été de néant et aucun dividende variable n'a été déclaré pour le deuxième trimestre. Au cours du trimestre, nous avons remis aux actionnaires un montant de 40 M\$ par le truchement de rachats d'actions.

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2023
<b>Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles</b>	<b>(499)</b>
<b>Rendement cible</b>	—
Déduire : Rachat d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique	<b>(40)</b>
<b>Montant disponible aux fins de la déclaration d'un dividende variable</b>	<b>—</b>

Le 31 mars 2023, notre dette nette était de 6,6 G\$ et, par conséquent, nous prévoyons que notre rendement pour les actionnaires pour le trimestre clos le 30 juin 2023 sera de 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles du deuxième trimestre.

### Emprunts à court terme

Au 31 mars 2023, aucun prélèvement n'avait été effectué sur les facilités remboursables à vue non engagée de WRB (au 31 décembre 2022, la quote-part de la société était de 85 M\$ US (115 M\$ CA)).

### Dette à long terme et dette totale

La dette totale et la dette à long terme totalisaient 8,7 G\$ au 31 mars 2023. Au 31 décembre 2022, la dette totale s'établissait à 8,8 G\$, dont une tranche de 8,7 G\$ représentait la dette à long terme.

Au 31 mars 2023, nous respectons toutes les conditions de nos conventions d'emprunt.

### Sources de liquidités disponibles

Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 31 mars 2023 :

(en millions de dollars)	Échéance	Montant disponible
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>S. O.</b>	<b>2 049</b>
<b>Facilité de crédit engagée<sup>1)</sup></b>		
Facilité de crédit renouvelable – tranche A	<b>10 novembre 2026</b>	<b>3 700</b>
Facilité de crédit renouvelable – tranche B	<b>10 novembre 2025</b>	<b>1 800</b>
<b>Facilités remboursables à vue non engagées</b>		
Cenovus Energy Inc. <sup>2)</sup>	<b>S. O.</b>	<b>964</b>
WRB <sup>3)</sup>	<b>S. O.</b>	<b>304</b>

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

2) Nos facilités remboursables à vue non engagées comprennent un montant de 1,9 G\$, dont une tranche de 1,4 G\$ peut être prélevée à des fins générales, la totalité du montant pouvant servir à l'émission de lettres de crédit. Au 31 mars 2023, des lettres de crédit en cours totalisant 461 M\$ (490 M\$ au 31 décembre 2022) étaient émises; aucun emprunt direct n'avait été prélevé.

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 2023, aucun prélèvement n'avait été effectué (85 M\$ US (115 M\$ CA) au 31 décembre 2022).

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

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

Au 31 mars 2023, le capital de nos billets non garantis libellés en dollars américains toujours en circulation s'établissait à 4,8 G\$ US (4,8 G\$ US au 31 décembre 2022), et le capital de nos billets non garantis libellés en dollars canadiens toujours en circulation s'établissait à 2,0 G\$ (2,0 G\$ au 31 décembre 2022).

### Prospectus préalable de base

Nous avons déposé un prospectus préalable de base qui nous permet d'émettre à l'occasion, au Canada, aux États-Unis ou ailleurs, là où la loi l'autorise, des titres d'emprunt, des actions ordinaires, des actions privilégiées, des reçus de souscription, des bons de souscription, des contrats d'achat d'actions et des unités, d'un montant pouvant aller jusqu'à 5,0 G\$ US ou l'équivalent dans d'autres devises. Le prospectus préalable de base vient à échéance en novembre 2023. Au 31 mars 2023, des émissions de 4,7 G\$ US peuvent encore être effectuées aux termes du prospectus préalable de base (4,7 G\$ US au 31 décembre 2022). Les placements aux termes du prospectus préalable de base sont assujettis à la disponibilité sur le marché.

## Ratios financiers

Cenovus surveille sa structure du capital et ses besoins en financement en utilisant le ratio dette nette/capitaux permanents, le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et le ratio dette nette/BAIIA ajusté. Se reporter à la note 14 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 bénéfice net avant les charges financières, déduction faite des intérêts capitalisés, des produits d'intérêts, de la charge (du produit) d'impôt sur le résultat, de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement, de la réduction de valeur au titre des dépenses de prospection et d'évaluation, des pertes de valeur du goodwill, de la quote-part du bénéfice ou de la perte des entreprises liées comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, des profits ou des pertes latents liés à la gestion des risques, des profits ou des pertes de change, des profits ou des pertes liés à la réévaluation, de la réévaluation du paiement conditionnel, du profit ou de la perte à la sortie d'actifs et des autres profits ou pertes nets calculés sur une base de 12 mois. Ces ratios sont utilisés pour gérer la dette globale de Cenovus et servent de mesures de la santé financière générale de la société.

	31 mars 2023	31 décembre 2022
Ratio dette nette/capitaux permanents (%)	19	13
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés (fois)	0,7	0,4
Ratio dette nette/BAIIA ajusté (fois)	0,6	0,3

Nos cibles de ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et de ratio dette nette/BAIIA ajusté sont d'environ 1,0 x en creux de cycle du prix des marchandises, selon un prix du WTI d'environ 45 \$ US le baril, à notre avis. Ce ratio peut parfois être supérieur à celui ciblé en raison de facteurs comme des prix des marchandises toujours élevés ou toujours faibles. Nous avons pour objectif de maintenir une discipline rigoureuse en matière de capital et de gérer notre structure financière de façon à disposer de liquidités suffisantes à tous les stades du cycle économique. Pour assurer notre résilience financière, nous pouvons, entre autres, modifier nos dépenses d'investissement et d'exploitation, effectuer des prélèvements sur nos facilités de crédit ou rembourser la dette existante, ajuster les dividendes versés aux actionnaires, racheter des actions ordinaires pour les annuler, émettre de nouveaux titres d'emprunt ou émettre de nouvelles actions.

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

Notre ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et notre ratio dette nette/BAIIA ajusté au 31 mars 2023 ont augmenté depuis le 31 décembre 2022 en raison de l'augmentation de la dette nette et de la diminution de la marge d'exploitation. Pour de plus amples renseignements sur la marge d'exploitation et la dette nette, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion.

## Capital social et régimes de rémunération à base d'actions

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

Au 31 mars 2023, environ 1 908,4 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (1 909,2 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2022) et 36 millions d'actions privilégiées étaient en circulation (36 millions d'actions privilégiées au 31 décembre 2022). Se reporter à la note 19 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Cenovus maintient l'offre publique dans le but de racheter jusqu'à 136,7 millions d'actions ordinaires pour une période allant du 9 novembre 2022 au 8 novembre 2023. Au cours du premier trimestre de 2023, Cenovus a racheté et annulé 1,6 million d'actions ordinaires d'un montant de 40 M\$ (24,6 millions d'actions ordinaires d'un montant de 466 M\$ en 2022) au cours moyen pondéré en fonction du volume de 25,54 \$ par action ordinaire (18,91 \$ par action ordinaire en 2022) dans le cadre de l'offre publique. Le surplus d'apport a été réduit de 27 M\$ (256 M\$ en 2022), soit l'excédent du prix d'achat des actions ordinaires sur leur valeur comptable moyenne. Entre le 1<sup>er</sup> avril 2023 et le 21 avril 2023, la société a racheté 2,1 millions d'actions ordinaires de plus pour un montant de 51 M\$. Au 21 avril 2023, 121,5 millions d'actions ordinaires étaient disponibles pour le rachat dans le cadre de l'offre publique qui viendra à échéance le 8 novembre 2023.

Au 31 mars 2023, environ 55,3 millions de bons de souscription de Cenovus étaient en circulation (55,7 millions de bons de souscription de Cenovus au 31 décembre 2022). Chaque bon de souscription de Cenovus donne à son porteur le droit d'acquérir

une action ordinaire sur une période de cinq ans (à compter de la date d'émission) au prix d'exercice de 6,54 \$ l'action ordinaire. Les bons de souscription de Cenovus viennent à échéance le 1<sup>er</sup> janvier 2026. Se reporter à la note 19 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Se reporter à la note 21 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information au sujet de nos régimes d'options sur actions, de notre régime d'unités d'actions liées au rendement, de notre régime d'unités d'actions de négociation restreinte et de notre régime d'unités d'actions différées.

Nos actions en circulation se présentent comme suit :

	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
21 avril 2023		
Actions ordinaires	1 906 854	S. O.
Bons de souscription de Cenovus	55 273	S. O.
Actions privilégiées de premier rang de série 1	10 740	S. O.
Actions privilégiées de premier rang de série 2	1 260	S. O.
Actions privilégiées de premier rang de série 3	10 000	S. O.
Actions privilégiées de premier rang de série 5	8 000	S. O.
Actions privilégiées de premier rang de série 7	6 000	S. O.
Options sur actions	17 276	11 931
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	18 998	1 648

#### Dividendes sur les actions ordinaires

Au premier trimestre de 2023, nous avons versé des dividendes de base de 200 M\$, soit 0,105 \$ par action ordinaire (69 M\$, soit 0,035 \$ par action ordinaire, en 2022).

Le conseil d'administration a déclaré pour le deuxième trimestre un dividende de base de 0,140 \$ par action ordinaire payable le 30 juin 2023 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 juin 2023, ce qui représente une augmentation de 33 % par rapport au dividende du premier trimestre déclaré en février 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

Au premier trimestre de 2023, des dividendes totalisant 18 M\$ ont été versés sur les actions privilégiées de séries 1, 2, 3, 5, et 7 (9 M\$ en 2022) au titre des dividendes déclarés par le conseil d'administration pour le quatrième trimestre de 2022 et le premier trimestre de 2023. La déclaration d'un dividende sur les actions privilégiées est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres. Le conseil d'administration a déclaré pour le deuxième trimestre un dividende totalisant 9 M\$ sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7 payable le 30 juin 2023 aux porteurs d'actions privilégiées inscrits le 15 juin 2023.

#### Décisions relatives aux dépenses d'investissement

Le programme d'investissement de 2023 devrait se situer entre 4,0 G\$ et 4,5 G\$, y compris des investissements de maintien d'environ 2,8 G\$ et un capital d'optimisation et de croissance se situant entre 1,2 G\$ et 1,7 G\$. Nos dépenses d'investissement futures sont axées sur la répartition rigoureuse des capitaux, des plans d'investissement visant à poursuivre les possibilités offertes par notre portefeuille diversifié, le contrôle des coûts et le positionnement de la société de manière à maintenir la croissance du rendement pour les actionnaires. Nous nous attendons à ce que la production annuelle moyenne en amont se situe en moyenne entre 790 milliers de bep/j et 810 milliers de bep/j et que notre production de brut en aval se chiffre en moyenne entre 580 milliers de barils par jour et 610 milliers de barils par jour en 2023. Nos objectifs pour 2023, actualisés en date du 25 avril 2023, peuvent être consultés sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

#### Obligations contractuelles et engagements

Nous sommes liés par diverses obligations se rapportant à des biens et à des services que nous contractons dans le cours normal de nos activités. 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 26 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

Au 31 mars 2023, le total des engagements s'élevait à 25,8 G\$, dont une tranche de 20,7 G\$ se rapporte à divers engagements liés au transport et au stockage et une tranche de 1,8 G\$ se rapporte à des engagements liés à l'achat de produits. Les engagements liés au transport comprennent une tranche de 9,1 G\$ assujettie à l'approbation des organismes de réglementation ou qui a été approuvée, mais non encore en vigueur. Les contrats sont d'une durée pouvant aller jusqu'à 20 ans après la date de leur entrée en vigueur et devraient concourir à l'harmonisation des besoins futurs de la société en matière de transport.

Nous avons acquis des engagements de 538 M\$ dans le cadre de l'acquisition de Toledo.

Au 31 mars 2023, nos engagements conclus avec HMLP prévoient un montant de 2,2 G\$ au titre d'engagements à long terme liés au transport et au stockage.

Au 31 mars 2023, les lettres de crédit en cours émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats totalisaient 461 M\$.

### Actions en justice

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

### Transactions entre parties liées

Cenovus détient une participation de 35 % dans HMLP. À titre d'exploitant des actifs détenus par HMLP, nous fournissons des services de gestion pour lesquels nous récupérons les coûts des services. 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 2023, nous avons imputé à HMLP 32 M\$ au titre de la construction et des services de gestion (48 M\$ en 2022).

Nous payons à HMLP des frais d'accès pour avoir recours à ses réseaux pipeliniers pour nos activités de fluidification. Nous payons également HMLP pour les services de transport et de stockage. Pour le trimestre clos le 31 mars 2023, nous avons engagé des coûts de 67 M\$ pour l'utilisation des réseaux pipeliniers de HMLP ainsi que pour les services de transport et de stockage (68 M\$ en 2022).

## 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 2022.

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) et 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 et estimations critiques sont évaluées chaque année par le comité d'audit du conseil. Dans les notes annexes aux états financiers consolidés annuels pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 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 états financiers consolidés annuels de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2022. Au cours du trimestre clos le 31 mars 2023, aucun changement n'a été apporté à nos jugements d'importance critique pour l'application des méthodes comptables et aux principales sources d'incertitude relative aux estimations.

### Adoption à venir de nouvelles normes et interprétations comptables

Un certain nombre de nouvelles normes comptables et interprétations ou des modifications de normes comptables sont entrées en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2023, mais elles ne sont pas significatives pour les activités de Cenovus. Au cours du trimestre clos le 31 mars 2023, aucune norme comptable ou interprétation nouvelle ou modifiée n'a été publiée qui devrait avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés intermédiaires de la société.

## ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

La direction, notamment le président et chef de la direction et le vice-président directeur et chef des finances, a procédé à une évaluation de la conception et de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») et des contrôles et procédures de communication de l'information (les « CPCI ») au 31 mars 2023. La direction a utilisé les critères établis dans le document Internal Control – Integrated Framework (2013), publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission, pour évaluer la conception et l'efficacité du CIIF. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le CIIF et les CPCI étaient efficaces au 31 mars 2023.

Le 28 février 2023, Cenovus a conclu l'acquisition de Toledo. Dans la mesure permise par et conformément au Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs et aux directives de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, la direction a limité la portée et la conception du CIIF et des CPCI pour exclure les contrôles, politiques et procédures de l'entreprise acquise de BP. Une telle limitation de la portée s'explique principalement par le temps nécessaire à la direction pour évaluer le CIIF et les CPCI de BP d'une manière compatible avec nos autres activités. Une intégration plus poussée aura lieu tout au long du reste de l'exercice, à mesure que les processus et les systèmes seront harmonisés.

Les actifs acquis auprès de BP représentaient environ 1 % des actifs totaux de Cenovus au 31 mars 2023. Les produits des activités ordinaires tirés des actifs acquis auprès de BP étaient inférieurs à 1 % du total des produits des activités ordinaires de Cenovus pour le trimestre clos le 31 mars 2023. Les charges d'exploitation attribuables aux actifs acquis auprès de BP correspondaient à moins de 3 % des charges d'exploitation totales de Cenovus pour le trimestre clos le 31 mars 2023.

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

## MISE EN GARDE

### Renseignements sur le pétrole et le gaz

Barils d'équivalent de pétrole – Les volumes de gaz naturel ont été convertis en bep à raison de 6 kpi<sup>3</sup> 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 kpi<sup>3</sup> 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 », « prioriser », « souhaiter », « cible », « à terme » ou des expressions analogues, y compris des déclarations à propos de ce qui suit : la valeur et les rendements pour les actionnaires; la structure de coût et de contrôle; les émissions de GES; la charge d'intérêts; les marges; l'infrastructure; les coûts d'exploitation et en capital; les dépenses d'investissement, la répartition du capital et la structure du capital; la discipline à l'égard du capital; le rendement en matière de sécurité; le leadership en matière de durabilité; les fonds provenant de l'exploitation disponibles; l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles; la gestion du bilan; les dividendes de toute nature; le rachat d'actions dans le cadre de l'offre publique; les réinvestissements dans l'entreprise; la diversification du portefeuille; le désendettement; le profil de risque; les exigences de financement à court terme; le respect des obligations de paiement; le maintien des notations de crédit; la dette; la dette nette; le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés; le ratio dette nette/BALIA ajusté; les prélèvements sur les facilités de crédit; les liquidités; la résilience; la souplesse; les dépenses d'investissement; la production et les taux de production; la quantité produite; la constance et la fiabilité des activités de tous les actifs exploités; le rendement des activités en aval; les passifs découlant de litiges; les flux de trésorerie; les résultats financiers; les activités de révision planifiées; les paiements variables; la charge d'impôt; la résilience financière; la concrétisation de la valeur; la surveillance des éléments fondamentaux du marché; l'atténuation de l'incidence des écarts de

prix des marchandises; les cibles prévues pour : l'environnement et les émissions de GES, la gestion des eaux, la biodiversité, la réconciliation avec les Autochtones de même que l'inclusion et la diversité; l'accent sur notre budget de 2023; l'optimisation des taux de traitement des raffineries de la société; le fonctionnement à pleine capacité de la raffinerie de Superior; l'intégration de la raffinerie de Toledo et son fonctionnement à pleine capacité; les engagements de transport et de stockage; l'avancement du projet West White Rose, y compris le commencement de la production et l'atteinte de la production maximale; le redémarrage de la production dans le cadre du projet de prolongement de la durée d'utilité de Terra Nova; la mise en service du champ MAC en Indonésie; ainsi que les perspectives de la société en ce qui a trait aux marchandises et au dollar canadien de même qu'à 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 pétrole et du gaz naturel, des liquides de gaz naturel, des condensats et des produits raffinés, les écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd; la capacité de la société de réaliser les avantages et les synergies prévus associés aux acquisitions; l'exactitude de toute évaluation effectuée relativement aux acquisitions; les prévisions de la production et des volumes de production et leur moment; les niveaux d'investissements projetés, la souplesse des plans d'immobilisations et les sources associées de financement; l'absence de changements importants inopportuns aux politiques, lois et règlements des gouvernements (notamment en ce qui a trait au changement climatique), les relations avec les Autochtones, les taux d'intérêt, l'inflation, les taux de change, les conditions de concurrence et l'offre et la demande de pétrole brut, de gaz naturel, de LGN, de condensats et de produits raffinés; l'instabilité politique, économique et sociale des territoires où la société exerce ses activités; l'absence d'interruptions importantes des activités, résultant entre autres du climat hostile, des désastres naturels, des accidents, de l'instabilité civile ou d'autres événements analogues; les conditions climatiques influant sur les régions où Cenovus est établie; la concrétisation de nouvelles réductions de coûts et la pérennité de ces réductions; les régimes de redevances applicables, notamment les taux de redevance prévus; les améliorations futures de la disponibilité de la capacité de transport des produits; l'augmentation du cours de l'action de la société et de sa capitalisation boursière à long terme; les occasions de racheter des actions pour annulation à des cours acceptables pour la société; la suffisance des soldes de trésorerie, des flux de trésorerie générés à l'interne, des facilités de crédit existantes, de la gestion du portefeuille d'actifs de la société et de l'accès aux marchés financiers et aux garanties d'assurance pour rechercher et financer des investissements futurs, des plans de durabilité et de mise en valeur et le versement de dividendes, y compris toute majoration de ceux-ci; la couverture économique à l'égard du gaz naturel dont la société a besoin comme source de combustible pour ses activités liées aux sables bitumineux et de raffinage assurée par la production de son secteur Hydrocarbures classiques; la réalisation de la capacité prévue de stocker des barils non encore produits dans les réservoirs de sables bitumineux de la société, y compris la capacité de la société d'effectuer la production et de réaliser les ventes à une date ultérieure lorsque la demande aura augmenté, la capacité de transport pipelinier ou de stockage se sera améliorée et les écarts du brut auront rétréci; le fait que l'écart WTI-WCS en Alberta reste en grande partie lié à des facteurs liés à l'offre à l'échelle mondiale et à la capacité de traitement du pétrole brut; l'atténuation de l'incidence d'un élargissement éventuel des écarts sur une partie des volumes de pétrole brut WCS de la société grâce à sa capacité de raffinage, à ses installations de stockage dynamique, à ses engagements pipeliniers existants, à sa capacité de transport ferroviaire et à ses opérations de couverture financière; la capacité de la société d'obtenir une production de ses installations de sables bitumineux sans contrainte; les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; l'exactitude des estimations et des jugements comptables; la capacité de la société d'obtenir les approbations nécessaires de la part des autorités de réglementation et des partenaires; la réalisation fructueuse, rentable et dans les délais des projets d'immobilisations, des programmes de mise en valeur ou de leurs étapes; la capacité de la société de s'acquitter de ses obligations présentes et futures; les coûts estimatifs d'abandon et de remise en état, notamment les droits et les règlements s'y rapportant; la capacité de la société à attirer et à maintenir en poste du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; la capacité de la société à conclure des acquisitions et des cessions et à obtenir les modalités de transaction souhaitées selon le calendrier prévu; l'exactitude des scénarios et des hypothèses climatiques, y compris les données de tiers sur lesquelles la société s'appuie; la capacité d'accéder à toutes les technologies et à tous les équipements nécessaires pour atteindre les résultats futurs attendus, y compris en ce qui concerne les cibles et les ambitions en matière de climat et d'émissions de GES, ainsi que la viabilité commerciale et l'évolutivité des stratégies de réduction des émissions et des technologies et produits connexes; la collaboration avec les gouvernements, l'Alliance nouvelles voies et d'autres organismes du secteur; la concordance des prix réalisés du WCS et des prix du WCS utilisés dans le calcul du paiement variable à BP Canada; les conditions commerciales et du marché; l'inflation prévue et d'autres hypothèses inhérentes aux indications pour 2023 de la société présentées sur le site Web de Cenovus, au cenovus.com, et plus loin dans le présent document; la disponibilité d'entreprises détenues ou exploitées par des Autochtones et la capacité de la société d'y avoir recours; et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents que la société dépose auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières.

Les objectifs pour 2023, actualisés le 25 avril 2023 et pouvant être consultés au [cenovus.com](http://cenovus.com), se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent de 80,00 \$ US le baril, prix du WTI de 75,00 \$ US le baril; prix du WCS de 57,00 \$ US le baril; écart WTI-WCS de 18,00 \$ US le baril; prix du gaz naturel de l'AECO de 3,10 \$ le millier de pieds cubes; marge de craquage 3-2-1 à Chicago de 28,00 \$ US le baril; et taux de change de 0,74 \$ US/\$ CA.

Parmi les facteurs de risque et les incertitudes susceptibles de faire différer sensiblement les résultats réels de la société de l'information prospective figurent notamment les suivants : l'incidence de la pandémie de COVID-19 et de ses variants sur les activités de la société, y compris les restrictions, confinements et mesures de traitement connexes prises par les différents paliers administratifs dans les juridictions où la société exerce ses activités; le succès remporté par les politiques de prévention en milieu de travail de la société contre le virus; la capacité de la société de réaliser les avantages escomptés des acquisitions dans les délais prévus ou son incapacité à les réaliser; les risques liés aux acquisitions et aux cessions; la capacité de la société à disposer d'une partie ou de l'ensemble des technologies nécessaires pour exploiter ses actifs de manière efficiente et efficace, ou de les mettre en place et de réaliser les résultats futurs attendus, notamment le respect des cibles en matière de climat et de réduction des émissions de GES et la viabilité et l'évolutivité sur le plan commercial des stratégies de réduction des émissions ainsi que les technologies et les produits connexes; l'élaboration et la mise en œuvre de stratégies permettant d'atteindre les objectifs et les ambitions en matière de climat et d'émissions de GES; l'incidence des importants nouveaux actionnaires; la volatilité des prix des marchandises et d'autres hypothèses connexes relatives aux prix des marchandises; une période prolongée de repli des marchés; le risque de change, notamment en ce qui a trait aux ententes libellées en devises; les liquidités suffisantes de la société pour lui permettre de maintenir ses activités en période prolongée de repli; le fait que l'écart WTI-WCS en Alberta restera en grande partie relié aux facteurs de l'offre à l'échelle mondiale et à la capacité de traitement de pétrole brut; la capacité de la société de concrétiser les incidences prévues de sa capacité de stocker des barils non encore produits dans ses réservoirs de sables bitumineux, notamment la possibilité qu'elle ne puisse effectuer la production et réaliser les ventes à une date ultérieure lorsque la capacité de transport pipelinier ou de stockage et les écarts du brut se seront améliorés; l'efficacité du programme de gestion des risques de la société, l'exactitude des estimations de coûts concernant les prix des marchandises, les cours du change et les taux d'intérêt; le manque de concordance entre les prix réalisés du WCS et les prix du WCS servant au recalcul du paiement variable à BP Canada; l'offre et la demande de produits; l'exactitude des hypothèses relatives au cours de l'action de la société et à sa capitalisation boursière; la concurrence, notamment celle issue des nouvelles formes d'énergie; les risques inhérents aux activités de commercialisation de la société, y compris les risques de crédit; l'exposition aux contreparties et aux partenaires, y compris la capacité et la volonté de ces parties d'acquitter leurs obligations contractuelles en temps voulu; les risques inhérents à l'exploitation du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de la société, notamment les risques pour la santé, la sécurité et l'environnement; la capacité de la société à maintenir un ratio dette nette/BAIIA ajusté et un ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés souhaitables; la capacité de la société de faire appel à des sources diverses de capitaux d'emprunt et de capitaux propres, et de le faire selon des modalités acceptables; la capacité de la société de financer les dépenses d'investissement de croissance et de maintien; la modification des notations de crédit qui lui sont accordées ou qui sont accordées à ses titres; les changements apportés aux plans de la société en matière de dividendes; la capacité de la société à utiliser des pertes fiscales dans une période à venir; la précision des estimations des réserves, de la production future et des produits nets futurs; l'exactitude des estimations et jugements comptables de la société; la capacité de la société de remplacer et d'accroître ses réserves de pétrole brut et de gaz naturel; les coûts d'acquisition des droits d'exploration, des études géologiques, des forages d'essai et de la mise en valeur de projets; les exigences éventuelles en vertu des normes comptables en vigueur devant s'appliquer de temps à autre en ce qui concerne la perte de valeur ou la reprise des montants recouvrables estimatifs de certains ou de la totalité des actifs ou du goodwill de la société; la capacité de la société de maintenir ses relations avec ses partenaires et de parvenir à gérer et à exploiter ses activités intégrées; la fiabilité des actifs de la société, notamment pour atteindre les objectifs en matière de production; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et processus de fabrication; la survenance d'événements inattendus donnant lieu à des interruptions des activités, notamment à des installations exploitées par nos partenaires ou de tierces parties, comme les éruptions, les incendies, les explosions, les incidents reliés au transport par rail ou les déraillements, les incidents de vol, les collisions avec des icebergs, les fuites de gaz, la migration des substances dangereuses, la perte de confinement, les déversements d'installations extracôtières et de navires aux terminaux ou aux plateformes centrales, à la suite de fuites de pipelines ou autres, la corrosion, les épidémies ou les pandémies, et autres catastrophes, notamment les guerres, les conditions météorologiques extrêmes en mer, les conditions atmosphériques extrêmes, les désastres naturels, les actes de militantisme, de vandalisme et de terrorisme, et d'autres accidents ou dangers pouvant se produire pendant le transport entre les sites commerciaux ou industriels, ou encore d'autres accidents ou événements semblables; les marges de raffinage et de commercialisation; l'accroissement des coûts, entre autres en raison des pressions inflationnistes sur les charges d'exploitation, notamment la main-d'œuvre, les matériaux, le gaz naturel et les autres sources énergétiques utilisées dans les procédés d'exploitation des sables bitumineux et les activités en aval, et l'augmentation des franchises ou des primes d'assurance; le coût et la disponibilité du matériel nécessaire aux activités de la société; l'accueil éventuellement défavorable ou passager réservé aux produits sur le marché; les risques propres à la réputation de l'industrie énergétique et de la société, à l'acceptation sociale et aux litiges qu'elle peut soulever; les hausses de coût ou difficultés techniques imprévues relativement à l'exploitation, à la construction ou à la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés imprévues dans la production, le transport et le raffinage du bitume et du pétrole brut en produits pétroliers et chimiques; les risques liés à la technologie et au

matériel et à leur application dans le cadre des activités de la société, notamment les cyberattaques éventuelles; les risques géopolitiques et autres risques associés à une entreprise d'envergure internationale; les risques liés aux changements climatiques et nos hypothèses à leur sujet; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; la capacité de la société d'accéder aux marchés et d'assurer convenablement et de manière rentable le transport de ses produits, y compris le transport par pipeline, le transport ferroviaire du pétrole brut, le transport maritime ou une autre forme de transport, notamment pour contrer toute interruption causée par des contraintes liées à la capacité du réseau de pipelines ou des installations de stockage; la disponibilité de talents essentiels et diversifiés et la capacité de la société à recruter les personnes qui les possèdent et à les maintenir en poste; l'incapacité éventuelle à attirer et à retenir du personnel de direction et du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce en temps voulu et de manière rentable; l'évolution des données démographiques et des relations quant au personnel, notamment le personnel syndiqué; les coûts imprévus d'abandon et de remise en état; l'évolution du cadre réglementaire dans tous les territoires où la société exerce des activités ou de toute infrastructure sur laquelle elle s'appuie, notamment le processus d'attribution de permis et d'approbation réglementaire; les mesures gouvernementales ou les initiatives réglementaires visant à réduire l'exploitation énergétique ou à réaliser des plans plus larges en matière de changements climatiques; les changements aux processus d'approbation réglementaire et aux désignations d'utilisation des terres, le régime de redevances, les impôts et les taxes, l'environnement, les GES, le carbone, les changements climatiques et d'autres lois et règlements ou l'évolution de l'interprétation qui en est faite, dans leur version adoptée ou proposée, leurs répercussions et les coûts de conformité connexes; les périodes prévues d'entrée en vigueur de diverses prises de position en comptabilité, de modifications de règles comptables et de normes comptables, ainsi que leur incidence projetée sur les activités, les résultats financiers et les états financiers consolidés de la société; l'évolution de la conjoncture générale de l'économie, des marchés et des affaires; l'incidence des accords de production convenus entre l'OPEP et des pays hors OPEP; la situation politique, sociale et économique des pays dans lesquels la société exerce des activités ou qu'elle approvisionne; l'état de ses relations avec les collectivités au sein desquelles elle exerce ses activités, notamment les collectivités autochtones; la survenance d'événements imprévus tels que les protestations, les pandémies, la guerre et les menaces terroristes et l'instabilité qui en résulte; et les risques liés aux poursuites, aux propositions des actionnaires et aux mesures réglementaires, actuelles et éventuelles, visant la société. En outre, les mesures que nous prenons pour mettre en œuvre les cibles, les engagements et les objectifs liés aux domaines d'intérêt en matière d'ESG pourraient avoir une incidence négative sur nos activités, nos plans de croissance et nos résultats opérationnels et financiers futurs.

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive et est fournie à la date du présent rapport de gestion. Des événements ou des situations peuvent faire en sorte que les résultats réels de la société diffèrent de manière significative des résultats estimés ou prévus exprimés, de manière expresse ou implicite, dans l'information prospective. Pour l'analyse détaillée des principaux facteurs de risque de la société, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du 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 [sedar.com](http://sedar.com) et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis sur EDGAR, à l'adresse [sec.gov](http://sec.gov). Ces documents sont également disponibles sur le site Web de la société, à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com).

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

## ABRÉVIATIONS

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

Pétrole brut		Gaz naturel		Autres	
b	baril	kpi <sup>3</sup>	millier de pieds cubes	bep	baril d'équivalent de pétrole millier de barils d'équivalent de pétrole
kb/j	millier de barils par jour	Mpi <sup>3</sup>	million de pieds cubes	kbep	millier de barils d'équivalent de pétrole par jour
WTI	West Texas Intermediate	Mpi <sup>3</sup> /j	million de pieds cubes par jour	kbep/j	Organisation des pays exportateurs de pétrole
WCS	Western Canadian Select			OPEP	OPEP et un groupe de 10 pays producteurs non membres de l'OPEP
				OPEP+	gaz à effet de serre
				GES	Alberta Energy Company
				AECO	offre publique de rachat dans le cours normal des activités
				offre publique	New York Mercantile Exchange
				NYMEX	drainage par gravité au moyen de la vapeur
				DGMV	

## MESURES FINANCIÈRES DÉTERMINÉES

Certaines mesures financières qui figurent dans le présent document ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les IFRS, notamment la marge d'exploitation, la marge d'exploitation des activités en amont et en aval, la marge d'exploitation par actif, les fonds provenant de l'exploitation ajustés, les fonds provenant de l'exploitation de base ajustés par action, les fonds provenant de l'exploitation dilués ajustés par action, les fonds provenant de l'exploitation disponibles, l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles, la marge brute, la marge de raffinage, les charges d'exploitation unitaires, les charges d'épuisement et d'amortissement unitaires et les prix nets opérationnels (y compris le total des prix nets opérationnels par bep).

Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des mesures supplémentaires afin qu'ils puissent analyser l'information sur notre liquidité et notre capacité à dégager des fonds pour financer nos activités. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni en substitut des mesures préparées selon les IFRS. La définition de chaque mesure financière déterminée et son rapprochement, s'il y a lieu, sont fournis dans la présente mise en garde et pourraient aussi être présentés dans les rubriques « Résultats d'exploitation et résultats financiers » et « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion. Se reporter à la rubrique « Mise en garde sur les mesures financières déterminées » de notre rapport de gestion annuel de 2022 pour le rapprochement de la marge d'exploitation pour nos secteurs en amont et en aval, de la marge d'exploitation, des fonds provenant de l'exploitation ajustés, des fonds provenant de l'exploitation disponibles et de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles des trimestres de 2022 et de 2021 ne figurant pas ci-dessous.

### Marge d'exploitation

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars							
	2023		2022		2023		2022	
	Secteurs en amont <sup>1)</sup>		Secteurs en aval <sup>1)</sup>		Total			
<b>Produits des activités ordinaires</b>								
Chiffre d'affaires brut	7 415	10 897	7 368	8 116	14 783	19 013		
Déduire : Redevances	596	1 185	—	—	596	1 185		
	6 819	9 712	7 368	8 116	14 187	17 828		
<b>Charges</b>								
Marchandises achetées	1 069	1 818	6 222	6 817	7 291	8 635		
Transport et fluidification	2 994	3 194	—	—	2 994	3 194		
Charges d'exploitation	1 029	909	754	645	1 783	1 554		
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	16	871	1	110	17	981		
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>1 711</b>	<b>2 920</b>	<b>391</b>	<b>544</b>	<b>2 102</b>	<b>3 464</b>		

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

### Marge d'exploitation par actif

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

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

## Marge d'exploitation par actif

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2022		
	Région de l'Asie-Pacifique	Région de l'Atlantique	Production extracôtière <sup>1)</sup>
<b>Produits des activités ordinaires</b>			
Chiffre d'affaires brut	395	172	567
Déduire : Redevances	22	10	32
	<u>373</u>	<u>162</u>	<u>535</u>
<b>Charges</b>			
Transport et fluidification	—	4	4
Charges d'exploitation	27	46	73
<b>Marge d'exploitation</b>	<u>346</u>	<u>112</u>	<u>458</u>

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. Ils s'entendent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte non tenu du règlement des passifs relatifs au démantèlement et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. Les éléments hors trésorerie du fonds de roulement sont composés des débiteurs, des produits à recevoir, de l'impôt sur le résultat à recouvrer, des stocks (exclusion faite des réductions de valeur hors trésorerie des stocks et de leur reprise), des crédateurs, des charges à payer et du passif d'impôt. Les fonds provenant de l'exploitation de base ajustés par action correspondent aux fonds provenant de l'exploitation ajustés divisés par le nombre moyen pondéré d'actions de base en circulation. Les fonds provenant de l'exploitation dilués ajustés par action correspondent aux fonds provenant de l'exploitation ajustés divisés par le nombre moyen pondéré d'actions dilués en circulation.

Les fonds provenant de l'exploitation disponibles constituent une mesure financière hors PCGR qui permet d'évaluer les fonds disponibles dont dispose la société après avoir financé ses programmes d'investissement. Ils s'entendent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte non tenu du règlement des passifs relatifs au démantèlement et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, moins les dépenses d'investissement.

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(286)	1 365
(Ajouter) déduire :		
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(48)	(19)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(1 633)	(1 199)
<b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés</b>	<u>1 395</u>	<u>2 583</u>
Dépenses d'investissement	1 101	746
<b>Fonds provenant de l'exploitation disponibles</b>	<u>294</u>	<u>1 837</u>
Ajouter (déduire) :		
Dividendes de base versés sur les actions ordinaires	(200)	(69)
Dividendes versés sur les actions privilégiées	(18)	(9)
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(48)	(19)
Remboursement du capital des contrats de location	(70)	(75)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(465)	—
Produit de la sortie d'actifs	8	950
<b>Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles</b>	<u>(499)</u>	<u>2 615</u>

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

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

### Fabrication au Canada

Trimestre clos le 31 mars 2023					
Base de calcul pour la marge de raffinage					
(en millions de dollars)	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres <sup>1)</sup>	Total – Fabrication au Canada <sup>2)</sup>
Produits des activités ordinaires	1 213	188	1 401	107	1 508
Marchandises achetées	907	109	1 016	77	1 093
<b>Marge brute</b>	<b>306</b>	<b>79</b>	<b>385</b>	<b>30</b>	<b>415</b>
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 liées aux carburants commerciaux.

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

Trimestre clos le 31 mars 2022					
Base de calcul pour la marge de raffinage					
(en millions de dollars)	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres <sup>1)</sup>	Total – Fabrication au Canada <sup>2)</sup>
Produits des activités ordinaires	756	186	942	665	1 607
Marchandises achetées	585	143	728	607	1 335
<b>Marge brute</b>	<b>171</b>	<b>43</b>	<b>214</b>	<b>58</b>	<b>272</b>
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)	70,7	27,4	98,1		
Marge de raffinage (\$/b)	26,98	17,33	24,28		

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

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

### Fabrication aux États-Unis

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Produits des activités ordinaires <sup>1)</sup>	5 860	6 509
Marchandises achetées <sup>1)</sup>	5 129	5 482
<b>Marge brute</b>	<b>731</b>	<b>1 027</b>
<b>Production unitaire de pétrole brut lourd (kb/j)</b>	<b>359,2</b>	<b>403,7</b>
<b>Marge de raffinage (\$/b)</b>	<b>22,62</b>	<b>28,26</b>

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

## Charges d'amortissement et d'épuisement unitaires

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

## Rapprochements des prix nets opérationnels

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

Les tableaux ci-après présentent un rapprochement des postes comprenant des prix nets opérationnels et des prix nets opérationnels par bep et de la marge d'exploitation figurant dans nos états financiers consolidés intermédiaires.

### Production totale

#### Résultats financiers en amont

Trimestre clos le 31 mars 2023 (en millions de dollars)	Total en amont <sup>1)</sup>	Ajustements					Base pour le calcul de: prix net: opérationnel:
		Condensats	Tierces sources	Consommation interne <sup>2)</sup>	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence <sup>3)</sup>		Total Secteurs en amont
					Autres <sup>4)</sup>		
Chiffre d'affaires brut	7 415	(2 445)	(1 008)	(187)	73	(107)	3 741
Redevances	596	—	—	—	23	—	619
Marchandises achetées	1 069	—	(1 008)	—	—	(61)	—
Transport et fluidification	2 994	(2 445)	—	—	—	(26)	523
Charges d'exploitation	1 029	—	—	(187)	10	(43)	809
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>1 727</b>	—	—	—	<b>40</b>	<b>23</b>	<b>1 790</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	16	—	—	—	—	(1)	15
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>1 711</b>	—	—	—	<b>40</b>	<b>24</b>	<b>1 775</b>

Trimestre clos le 31 mars 2022 (en millions de dollars)	Total en amont <sup>1)</sup>	Ajustements					Base pour le calcul de: prix net: opérationnel:
		Condensats	Tierces sources	Consommation interne <sup>2)</sup>	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence <sup>3)</sup>		Total Secteurs en amont
					Autres <sup>4)</sup>		
Chiffre d'affaires brut	10 897	(2 758)	(1 750)	(239)	61	(76)	6 135
Redevances	1 185	—	—	—	28	—	1 213
Marchandises achetées	1 818	—	(1 750)	—	—	(68)	—
Transport et fluidification	3 194	(2 758)	—	—	—	1	437
Charges d'exploitation	909	—	—	(239)	7	(21)	656
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>3 791</b>	—	—	—	<b>26</b>	<b>12</b>	<b>3 829</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	871	—	(4)	—	—	—	867
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>2 920</b>	—	<b>4</b>	—	<b>26</b>	<b>12</b>	<b>2 962</b>

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

## Sables bitumineux

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

Trimestre clos le 31 mars 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul de prix nets opérationnels				Total – Sables bitumineux <sup>3)</sup>
	Total – Sables bitumineux	Ajustements			
		Condensats	Tierces sources	Autres <sup>2)</sup>	
Chiffre d'affaires brut	2 888	2 445	498	80	5 911
Redevances	516	—	—	—	516
Marchandises achetées	—	—	498	61	559
Transport et fluidification	470	2 445	—	26	2 941
Charges d'exploitation	729	—	—	8	737
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>1 173</b>	—	—	<b>(15)</b>	<b>1 158</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	7	—	—	1	8
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>1 166</b>	—	—	<b>(16)</b>	<b>1 150</b>

Trimestre clos le 31 mars 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux <sup>1)</sup>	Total – Bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	1 820	2 232	232	976	5 260	4	5 264
Redevances	388	584	11	99	1 082	—	1 082
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	178	151	30	38	397	—	397
Charges d'exploitation	202	219	39	221	681	6	687
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>1 052</b>	<b>1 278</b>	<b>152</b>	<b>618</b>	<b>3 100</b>	<b>(2)</b>	<b>3 098</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							867
<b>Marge d'exploitation</b>							<b>2 231</b>

Trimestre clos le 31 mars 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul de prix nets opérationnels				Total – Sables bitumineux <sup>3)</sup>
	Total – Sables bitumineux	Ajustements			
		Condensats	Tierces sources	Autres <sup>2)</sup>	
Chiffre d'affaires brut	5 264	2 758	1 144	52	9 218
Redevances	1 082	—	—	—	1 082
Marchandises achetées	—	—	1 144	68	1 212
Transport et fluidification	397	2 758	—	1	3 156
Charges d'exploitation	687	—	—	15	702
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>3 098</b>	—	—	<b>(32)</b>	<b>3 066</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	867	—	—	—	867
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>2 231</b>	—	—	<b>(32)</b>	<b>2 199</b>

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

2) L'élément Autres comprend la construction, le transport et les marges de fluidification.

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

## Hydrocarbures classiques

Trimestre clos le 31 mars 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements		Hydrocarbures classiques <sup>27</sup>
	Hydrocarbures classiques		Tierces sources	Autres <sup>1)</sup>	
Chiffre d'affaires brut	494		510	27	1 031
Redevances	54		—	—	54
Marchandises achetées	—		510	—	510
Transport et fluidification	48		—	—	48
Charges d'exploitation	146		—	4	150
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>246</b>		<b>—</b>	<b>23</b>	<b>269</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	8		—	—	8
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>238</b>		<b>—</b>	<b>23</b>	<b>261</b>

Trimestre clos le 31 mars 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements		Hydrocarbures classiques <sup>27</sup>
	Hydrocarbures classiques		Tierces sources	Autres <sup>1)</sup>	
Chiffre d'affaires brut	482		606	24	1 112
Redevances	71		—	—	71
Marchandises achetées	—		606	—	606
Transport et fluidification	36		—	(2)	34
Charges d'exploitation	128		—	6	134
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>247</b>		<b>—</b>	<b>20</b>	<b>267</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—		4	—	4
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>247</b>		<b>(4)</b>	<b>20</b>	<b>263</b>

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

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

## Production extracôtière

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

Trimestre clos le 31 mars 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Total – production extracôtière	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence <sup>1)</sup>		Total – production extracôtière <sup>3)</sup>
	Chine	Indonésie <sup>1)</sup>	Région de l'Asie- Pacifique	Région de l'Atlantique		Autres <sup>2)</sup>		
Chiffre d'affaires brut	395	61	456	172	628	(61)	—	567
Redevances	22	28	50	10	60	(28)	—	32
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	—	4	4	—	—	4
Charges d'exploitation	23	11	34	46	80	(7)	—	73
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>350</b>	<b>22</b>	<b>372</b>	<b>112</b>	<b>484</b>	<b>(26)</b>	<b>—</b>	<b>458</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	—	—
<b>Marge d'exploitation</b>					<b>484</b>	<b>(26)</b>	<b>—</b>	<b>458</b>

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

2) Se rapportent aux coûts dans la région de l'Atlantique.

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

### Volumes de vente<sup>1)</sup>

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

(kbep/j)	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
<b>Sables bitumineux</b>		
Foster Creek	183,6	200,1
Christina Lake	237,9	263,4
Sunrise	39,8	25,3
Autres – Sables bitumineux	115,7	121,1
<b>Total – Sables bitumineux</b>	<b>577,0</b>	<b>609,9</b>
<b>Hydrocarbures classiques</b>	<b>123,9</b>	<b>125,2</b>
<b>Ventes avant déduction de la consommation interne</b>	<b>700,9</b>	<b>735,1</b>
<b>Déduire : Consommation interne<sup>2)</sup></b>	<b>(90,2)</b>	<b>(87,9)</b>
<b>Ventes après déduction de la consommation interne</b>	<b>610,7</b>	<b>647,2</b>
<b>Production extracôtière</b>		
Asie-Pacifique – Chine	43,0	53,6
Asie-Pacifique – Indonésie	13,7	9,1
Asie-Pacifique – Total	56,7	62,7
Région de l'Atlantique	15,7	14,6
<b>Total – production extracôtière</b>	<b>72,4</b>	<b>77,3</b>
<b>Total – Ventes</b>	<b>683,1</b>	<b>724,5</b>

1) Données présentées pour le bitume sec.

2) Moins les volumes de gaz naturel servant à la consommation interne du secteur Sables bitumineux.