



**Cenovus Energy Inc.**

Rapport de gestion (non audité)

Pour les périodes closes le 30 septembre 2023

(en dollars canadiens)

# RAPPORT DE GESTION



Pour les périodes closes le 30 septembre 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> .....	14
<a href="#">PERSPECTIVES</a> .....	17
<a href="#">SECTEURS À PRÉSENTER</a> .....	19
<a href="#">SECTEURS EN AMONT</a> .....	19
<a href="#">SABLES BITUMINEUX</a> .....	19
<a href="#">HYDROCARBURES CLASSIQUES</a> .....	25
<a href="#">PRODUCTION EXTRACÔTIÈRE</a> .....	28
<a href="#">SECTEURS EN AVAL</a> .....	33
<a href="#">FABRICATION AU CANADA</a> .....	33
<a href="#">FABRICATION AUX ÉTATS-UNIS</a> .....	36
<a href="#">ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS</a> .....	40
<a href="#">SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT</a> .....	42
<a href="#">GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE</a> .....	48
<a href="#">JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE</a> .....	48
<a href="#">ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE</a> .....	49
<a href="#">MISE EN GARDE</a> .....	49
<a href="#">ABRÉVIATIONS</a> .....	54
<a href="#">MESURES FINANCIÈRES DÉTERMINÉES</a> .....	55

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus », « nous », « notre », « nos » ou la « société », c'est-à-dire Cenovus Energy Inc., ses filiales et les participations qu'elle ou ses filiales détiennent), daté du 1<sup>er</sup> novembre 2023, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 30 septembre 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 1<sup>er</sup> novembre 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 1<sup>er</sup> novembre 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 [sedarplus.ca](http://sedarplus.ca), 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 sont dressés en dollars canadiens (« dollar » ou « \$ »), sauf lorsqu'il est fait mention d'une autre devise. Ils ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS » ou « PCGR ») publiées par l'International Accounting Standards Board. Les volumes de production sont présentés avant déduction des redevances. Se reporter à la rubrique « Abréviations » pour les termes pétroliers et gaziers couramment utilisés.

## APERÇU DE CENOVUS

---

Nous sommes une société énergétique canadienne intégrée dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta. Nous sommes l'un des plus importants producteurs canadiens de pétrole brut et de gaz naturel menant des activités en amont au Canada et dans la région de l'Asie-Pacifique, et l'une des plus importantes entreprises installées au Canada de raffinage et de valorisation menant des activités en aval au Canada et aux États-Unis.

Nos activités en amont comprennent des projets de sables bitumineux dans le nord de l'Alberta, des projets de pétrole brut classique, de gaz naturel et de liquides du gaz naturel (« LGN ») produits par méthode thermique dans l'Ouest canadien, la production de pétrole brut au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador et la production de gaz naturel et de LGN au large des côtes chinoises et indonésiennes. Nos activités en aval comprennent la valorisation et le raffinage au Canada et aux États-Unis ainsi que nos activités liées aux carburants commerciaux à l'échelle du Canada.

Nos activités couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur : mise en valeur, production, raffinage, transport et commercialisation de pétrole brut, de gaz naturel et de produits pétroliers raffinés au Canada et ailleurs dans le monde. L'intégration physique 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 ordinaires, de réinvestir dans l'entreprise et d'assurer la diversification. Le 6 décembre 2022, nous avons publié notre budget 2023. Nos objectifs mis à jour datés du 26 juillet 2023 peuvent être consultés sur le site Web de la société à l'adresse [cenovus.com](https://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 réalisons 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 continuons 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 tous 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 relatifs aux facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (« 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 2022 de Cenovus à l'adresse [cenovus.com](https://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 continuons d'offrir des rendements significatifs à nos actionnaires conformément à nos cadres 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 avons fait progresser de manière significative 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 intersectorielle de gaz naturel et de condensats, 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.

## APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE

---

Le troisième trimestre a été marqué par l'atteinte de plusieurs jalons opérationnels, un solide rendement opérationnel de tous nos actifs et l'amélioration du contexte des prix des marchandises comparativement au deuxième trimestre, ce qui s'est traduit par de solides résultats financiers.

- **Nous avons réalisé notre plus grande priorité.** Nous avons assuré une exploitation sécuritaire de toutes nos activités intégrées en amont et en aval, et nous mettons tout en œuvre pour améliorer continuellement notre bilan en matière de sécurité.
- **Nos activités en amont ont généré un bon rendement.** Notre production en amont s'est établie en moyenne à 797,0 milliers de bep par jour, comparativement à 729,9 milliers de bep par jour au deuxième trimestre. Nous avons pratiquement renoué avec la pleine production dans notre secteur Hydrocarbures classiques à la suite des importants feux de forêt qui ont sévi au deuxième trimestre. Dans le secteur Sables bitumineux, nous avons assuré une exploitation fiable à la suite d'une activité de révision planifiée au deuxième trimestre, la production s'étant amorcée à deux nouveaux puits à Foster Creek et ayant atteint son plein niveau à trois nouveaux puits à Foster Creek et Christina Lake. Dans le secteur Production extracôtière, nous avons assuré une exploitation fiable à la suite d'une activité de révision planifiée dans la région de l'Atlantique et d'une interruption de service non planifiée en Chine au deuxième trimestre.
- **Nous avons atteint des jalons dans notre secteur Production extracôtière.** Le projet West White Rose progresse bien, environ 75 % de sa construction étant maintenant achevée. À Terra Nova, le navire de production, de stockage et de déchargement (« NPSD ») est retourné au champ en août. Les activités de mise en service se poursuivent avec une reprise de la production prévue au quatrième trimestre. En outre, la production de gaz a débuté au champ MAC en Indonésie.
- **Nos actifs en exploitation au sein de nos secteurs en aval sont en bonne posture.** La production unitaire de pétrole brut s'est chiffrée à 664,3 milliers de barils par jour pour le trimestre, ce qui représente une augmentation de 126,5 milliers de barils par jour par rapport au deuxième trimestre. La raffinerie de Toledo a donné un bon rendement à la suite d'un redémarrage sécuritaire au deuxième trimestre. À la raffinerie de Superior, le démarrage du craqueur catalytique à lit fluidisé a eu lieu au début d'octobre. Le taux d'utilisation du pétrole brut pour le secteur Fabrication aux États-Unis s'est établi à 88 % (70 % au deuxième trimestre). Quant au secteur Fabrication au Canada, nous avons atteint un taux d'utilisation du pétrole brut de 98 % (86 % au deuxième trimestre). Nous sommes en bonne posture pour optimiser notre réseau intégré d'actifs ainsi que la chaîne de valeur du pétrole lourd au sein de nos activités en amont et en aval.
- **Le contexte des prix des marchandises s'est amélioré.** Les prix de référence du pétrole brut se sont raffermis à l'échelle mondiale depuis le deuxième trimestre, tandis que l'écart WTI-WCS à Hardisty a diminué de 14 % pour s'établir à 12,91 \$ US le baril. Le WCS à Hardisty s'est situé en moyenne à 69,35 \$ US le baril, en hausse par rapport à 58,74 \$ US le baril au deuxième trimestre. Les prix des condensats ont augmenté depuis le deuxième trimestre, mais dans une moins grande mesure que les prix de référence du pétrole brut. Les prix de référence des produits raffinés se sont améliorés depuis le deuxième trimestre, le prix du diesel ayant augmenté de 11 % pour s'établir à 113,77 \$ US le baril et le prix de l'essence ayant augmenté de 3 % pour s'établir à 105,59 \$ US le baril. Les charges d'alimentation achetées à des prix inférieurs au deuxième trimestre ont eu une incidence positive sur nos marges de raffinage aux États-Unis au troisième trimestre.
- **Nous avons généré de solides résultats financiers.** Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 2,7 G\$, en hausse par rapport à ceux de 2,0 G\$ enregistrés au deuxième trimestre. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont établis à 3,4 G\$ (1,9 G\$ au deuxième trimestre), essentiellement en raison de l'amélioration du contexte des prix des marchandises et des solides résultats d'exploitation susmentionnés.
- **Nous avons réduit notre dette à long terme.** Nous avons racheté des titres de créance à long terme d'un montant de 1,0 G\$ US au cours du troisième trimestre, à un escompte de 84 M\$. Notre dette nette a diminué de 391 M\$ pour s'établir à 6,0 G\$ au 30 septembre 2023, ce qui nous rapproche de notre cible de dette nette de 4,0 G\$. Cette diminution est attribuable à nos solides résultats financiers, contrebalancés en partie par les rendements aux actionnaires et l'augmentation du fonds de roulement découlant surtout de la hausse des prix des marchandises.
- **Nous avons généré d'importants rendement en numéraire pour nos actionnaires.** Nous avons versé 1,2 G\$ à nos actionnaires, soit un montant de 600 M\$ dans le cadre du règlement partiel de notre obligation au titre des bons de souscription d'actions ordinaires (les « bons de souscription de Cenovus ») et du rachat de 13,8 millions d'actions ordinaires totalisant 361 M\$ dans le cadre de notre offre publique, ainsi qu'un montant de 264 M\$ par le truchement de dividendes de base sur les actions ordinaires. Le 1<sup>er</sup> novembre 2023, le conseil d'administration a déclaré un dividende de base pour le quatrième trimestre de 0,140 \$ par action ordinaire de même que des dividendes sur nos actions privilégiées totalisant 9 M\$.

## Aperçu des résultats trimestriels

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de neuf mois closes les			2023			2022			2021	
	2023	2022	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
<b>Volumes de production en amont par secteur<sup>1)</sup> (kbep/j)</b>	<b>768,7</b>	779,2	<b>797,0</b>	729,9	779,0	806,9	777,9	761,5	798,6	825,3	804,8
<b>Fabrication en aval – production de pétrole brut<sup>2)</sup> (kb/j)</b>	<b>554,1</b>	497,8	<b>664,3</b>	537,8	457,9	473,3	533,5	457,3	501,8	469,9	554,1
<b>Volumes de production en aval (kb/j)</b>	<b>589,8</b>	530,9	<b>706,0</b>	571,9	487,7	506,3	572,6	482,1	538,0	503,4	590,9
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>39 070</b>	52 834	<b>14 577</b>	12 231	12 262	14 063	17 471	19 165	16 198	13 726	12 701
<b>Marge d'exploitation<sup>3)</sup></b>	<b>8 871</b>	11 481	<b>4 369</b>	2 400	2 102	2 782	3 339	4 678	3 464	2 600	2 710
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>4 442</b>	8 433	<b>2 738</b>	1 990	(286)	2 970	4 089	2 979	1 365	2 184	2 138
<b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés<sup>3)</sup></b>	<b>6 741</b>	8 632	<b>3 447</b>	1 899	1 395	2 346	2 951	3 098	2 583	1 948	2 342
Par action – de base <sup>3)</sup> (\$)	<b>3,55</b>	4,40	<b>1,82</b>	1,00	0,73	1,22	1,53	1,57	1,30	0,97	1,16
Par action – dilué <sup>3)</sup> (\$)	<b>3,48</b>	4,28	<b>1,81</b>	0,98	0,71	1,19	1,49	1,53	1,27	0,97	1,15
<b>Dépenses d'investissement</b>	<b>3 128</b>	2 434	<b>1 025</b>	1 002	1 101	1 274	866	822	746	835	647
<b>Fonds provenant de l'exploitation disponibles<sup>3)</sup></b>	<b>3 613</b>	6 198	<b>2 422</b>	897	294	1 072	2 085	2 276	1 837	1 113	1 695
<b>Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles<sup>3)</sup></b>	<b>s. o.</b>	s. o.	<b>1 989</b>	505	(499)	786	1 756	2 020	2 615	1 169	1 626
<b>Résultat net<sup>4)</sup></b>	<b>3 366</b>	5 666	<b>1 864</b>	866	636	784	1 609	2 432	1 625	(408)	551
Par action – de base (\$)	<b>1,76</b>	2,87	<b>0,98</b>	0,45	0,33	0,40	0,83	1,23	0,81	(0,21)	0,27
Par action – dilué (\$)	<b>1,72</b>	2,79	<b>0,97</b>	0,44	0,32	0,39	0,81	1,19	0,79	(0,21)	0,27
<b>Total de l'actif</b>	<b>54 427</b>	55 086	<b>54 427</b>	53 747	54 000	55 869	55 086	55 894	55 655	54 104	54 594
<b>Total des passifs à long terme</b>	<b>18 395</b>	19 378	<b>18 395</b>	19 831	19 917	20 259	19 378	20 742	21 889	23 191	22 929
<b>Dettes à long terme, y compris la partie courante</b>	<b>7 224</b>	8 774	<b>7 224</b>	8 534	8 681	8 691	8 774	11 228	11 744	12 385	12 986
<b>Dettes nettes</b>	<b>5 976</b>	5 280	<b>5 976</b>	6 367	6 632	4 282	5 280	7 535	8 407	9 591	11 024
<b>Rendement en numéraire pour les actionnaires</b>	<b>2 067</b>	2 650	<b>1 225</b>	584	258	807	873	1 233	544	343	44
Actions ordinaires – dividendes de base	<b>729</b>	481	<b>264</b>	265	200	201	205	207	69	70	35
Dividendes de base par action ordinaire (\$)	<b>0,385</b>	0,245	<b>0,140</b>	0,140	0,105	0,105	0,105	0,105	0,035	0,035	0,018
Actions ordinaires – dividendes variables	—	—	—	—	—	219	—	—	—	—	—
Dividendes variables par action ordinaire (\$)	—	—	—	—	—	0,114	—	—	—	—	—
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique	<b>711</b>	2 143	<b>361</b>	310	40	387	659	1 018	466	265	—
Versement lié au rachat de bons de souscription	<b>600</b>	—	<b>600</b>	—	—	—	—	—	—	—	—
Dividendes sur actions privilégiées	<b>27</b>	26	—	9	18	—	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.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS

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

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2023	Variation (%)	2022	2023	Variation (%)	2022
<b>Volumes de production en amont par secteur<sup>1)</sup> (kbep/j)</b>						
Sables bitumineux	603,4	3	587,1	589,0	1	580,9
Hydrocarbures classiques <sup>2)</sup>	127,2	1	126,2	118,5	(7)	128,0
Production extracôtière	66,4	3	64,6	61,2	(13)	70,3
<b>Total – volumes de production</b>	<b>797,0</b>	<b>2</b>	<b>777,9</b>	<b>768,7</b>	<b>(1)</b>	<b>779,2</b>
<b>Volumes de production en amont par produit</b>						
Bitume (kb/j)	586,0	3	568,2	570,6	1	562,4
Pétrole brut lourd (kb/j)	15,6	(7)	16,8	16,5	—	16,5
Pétrole brut léger (kb/j)	15,2	(5)	16,0	13,5	(32)	19,8
LGN (kb/j)	35,6	11	32,1	31,9	(10)	35,4
Gaz naturel classique (Mpi <sup>3</sup> /j)	867,4	—	868,7	818,1	(6)	870,9
<b>Total – volumes de production (kbep/j)</b>	<b>797,0</b>	<b>2</b>	<b>777,9</b>	<b>768,7</b>	<b>(1)</b>	<b>779,2</b>

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

2) La totalité du gaz naturel produit par le secteur Hydrocarbures classiques est consommée à l'interne par les secteurs Sables bitumineux et Fabrication au Canada.

La production totale des secteurs en amont a augmenté de 19,1 milliers de bep par jour au troisième trimestre de 2023 comparativement à la période correspondante de 2022 en raison des facteurs suivants :

- l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans Sunrise Oil Sands Partnership (« Sunrise » ou l'« acquisition de Sunrise ») auprès de BP Canada Energy Group ULC (« BP Canada ») le 31 août 2022 ainsi que les bons résultats générés par notre programme de mise en valeur de 2023;
- l'incidence de la mise en service de nouveaux puits à Foster Creek aux deuxième et troisième trimestres de 2023 combinée à des travaux de maintenance planifiés et à une interruption de service non planifiée en 2022;
- la première production de gaz aux champs MBH et MDA en Indonésie au quatrième trimestre de 2022;
- l'entrée en production de l'usine thermique de Spruce Lake North vers la fin du troisième trimestre de 2022.

Cette augmentation a été annulée en partie par la baisse de la production à Christina Lake en raison d'une production éruptive à la suite d'une activité de révision planifiée au deuxième trimestre de 2022 ainsi que du moment de la mise en service de nouveaux puits en 2023.

La production a diminué de 10,5 milliers de bep par jour pour les neuf premiers mois de 2023 comparativement à 2022 en raison des facteurs suivants :

- la rétention temporaire d'une importante partie de la production dans notre secteur Hydrocarbures classiques en réponse aux feux de forêt qui ont sévi au deuxième trimestre de 2023;
- la modification des contrats de vente de gaz de Liwan 3-1 en Chine au deuxième trimestre de 2022 ayant mis fin à la modification qui avait temporairement augmenté les volumes de vente;
- une interruption de service temporaire non planifiée en Chine au deuxième trimestre de 2023 en raison du débranchement du câble ombilical par le navire d'un tiers au début d'avril, ce câble ayant été rebranché en mai;
- la baisse de la production à Christina Lake, dont il a été question plus haut, contrebalancée en partie par l'activité de révision au deuxième trimestre de 2022;
- la baisse de la production à Foster Creek en raison d'une activité de révision planifiée au deuxième trimestre de 2023 qui a eu une incidence plus importante que les travaux de maintenance planifiés et l'interruption de service non planifiée qui ont eu lieu en 2022.

Cette diminution a été annulée en partie par les mêmes facteurs que ceux ayant eu une incidence sur le troisième trimestre de 2023.

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

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2023	Variation (%)	2022	2023	Variation (%)	2022
<b>Fabrication en aval – production de pétrole brut (kb/j)</b>						
Fabrication au Canada	108,4	10	98,5	100,8	9	92,5
Fabrication aux États-Unis	555,9	28	435,0	453,3	12	405,3
<b>Production de pétrole brut totale</b>	<b>664,3</b>	<b>25</b>	<b>533,5</b>	<b>554,1</b>	<b>11</b>	<b>497,8</b>
<b>Volumes de production en aval<sup>1)</sup> (kb/j)</b>						
Fabrication au Canada	122,4	10	111,0	114,6	10	104,2
Fabrication aux États-Unis	583,6	26	461,6	475,2	11	426,7
<b>Total de la production en aval</b>	<b>706,0</b>	<b>23</b>	<b>572,6</b>	<b>589,8</b>	<b>11</b>	<b>530,9</b>

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

Dans le secteur Fabrication au Canada, la production de pétrole brut totale et la production de produits raffinés ont augmenté pour le trimestre clos le 30 septembre 2023, comparativement à la période correspondante de 2022. Cette augmentation s'explique par la production à presque pleine capacité de l'usine de valorisation de Lloydminster (l'« usine de valorisation ») et de la raffinerie de Lloydminster durant le troisième trimestre de 2023 de même que par des interruptions de service temporaires non planifiées ayant eu lieu au troisième trimestre de 2022.

La production de pétrole brut et de produits raffinés a augmenté au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, comparativement à la période correspondante de 2022, en raison des facteurs susmentionnés de même que des facteurs suivants :

- la raffinerie de Lloydminster a fonctionné à sa capacité maximale ou presque durant les neuf premiers mois de 2023;
- des interruptions de service temporaires non planifiées et des activités de révision planifiées avaient eu lieu en 2022 à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster.

Cette augmentation a été contrebalancée en partie par une interruption de service non planifiée à l'usine de valorisation au cours du deuxième trimestre de 2023.

Dans le secteur Fabrication aux États-Unis, la production de pétrole brut totale et la production de produits raffinés ont augmenté considérablement pour le trimestre clos le 30 septembre 2023, comparativement à la période correspondante de 2022, en raison des facteurs suivants :

- l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans la raffinerie de Toledo auprès de BP Products North America Inc. (« BP ») le 28 février 2023 (l'« acquisition de Toledo »). La raffinerie a redémarré une production partielle en avril et a recommencé à fonctionner à pleine capacité en juin. Au troisième trimestre de 2023, le taux d'utilisation du pétrole brut s'est établi à 90 % (58 % en 2022);
- le début de la production de pétrole brut à la raffinerie Superior à la mi-mars 2023. Nous avons redémarré le craqueur catalytique à lit fluidisé de façon sécuritaire au début d'octobre. Au troisième trimestre de 2023, le taux d'utilisation du pétrole brut s'est établi à 66 % (néant en 2022);
- le solide rendement de la raffinerie de Wood River combiné à l'incidence d'une activité de révision planifiée au troisième trimestre de 2022. Les raffineries de Wood River et de Borger ont atteint un taux d'utilisation du pétrole brut de 95 % au troisième trimestre (91 % en 2022).

Cette augmentation a été annulée en partie par des interruptions de service non planifiées combinées à des travaux de maintenance planifiés à la raffinerie de Lima. Au troisième trimestre, le taux d'utilisation du pétrole brut à la raffinerie de Lima s'est établi à 82 % (94 % en 2022). Nous continuons de trouver des façons d'intégrer les raffineries de Lima et de Toledo afin d'optimiser notre marge d'exploitation.

La production de pétrole brut et de produits raffinés a augmenté au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, comparativement à la période correspondante de 2022, en raison des facteurs susmentionnés de même que des facteurs suivants :

- un rendement relativement stable depuis le début de l'exercice à la raffinerie de Lima, le taux d'utilisation du pétrole brut s'étant établi à 89 % (88 % en 2022);
- l'activité de révision planifiée réalisée à la raffinerie de Wood River au deuxième trimestre de 2023, qui a eu une incidence moindre que celle de l'activité de révision réalisée en 2022, et la décision de fonctionner à capacité réduite au début de 2022 afin d'optimiser les marges, comme le dictaient les conditions du marché.

Cette augmentation est en partie annulée par :

- une activité de révision planifiée à la raffinerie de Borger qui a eu lieu au printemps de même que des interruptions de service temporaires non planifiées au deuxième trimestre, cette activité de révision et les interruptions de service ayant eu une incidence plus grande sur la production que l'activité de révision réalisée au printemps 2022;
- des interruptions de service non planifiées aux raffineries de Wood River et de Borger au quatrième trimestre de 2022 qui ont été résolues au premier trimestre de 2023.

## Sommaire des résultats financiers consolidés

### Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires ont diminué de 17 %, comparativement à ceux du troisième trimestre de 2022, pour s'établir à 14,6 G\$. Depuis le début de l'exercice, les produits des activités ordinaires ont diminué de 26 %, comparativement à la période correspondante de 2022, pour s'établir à 39,1 G\$. Cette baisse s'explique essentiellement par l'incidence qu'a exercé la diminution des prix de référence du pétrole brut fluidifié sur le secteur Sables bitumineux de même que par la baisse des prix de référence du gaz naturel et des produits raffinés, ces facteurs étant annulés en partie par la dépréciation du dollar canadien, en moyenne, par rapport au dollar américain.

### Marge d'exploitation

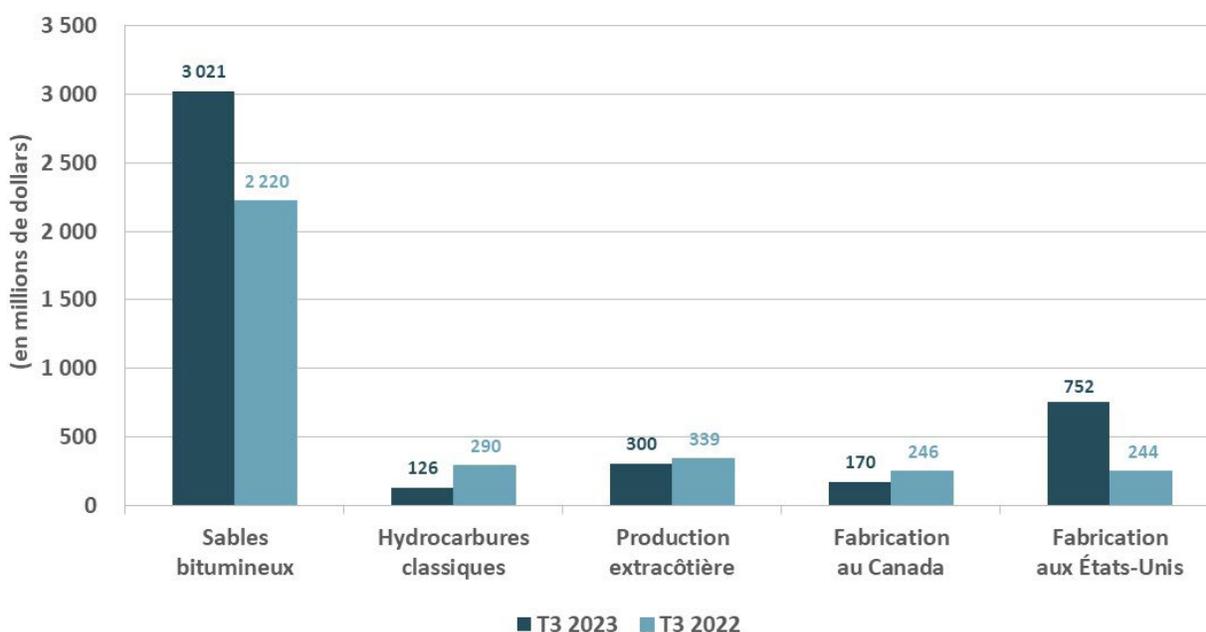
La marge d'exploitation est une mesure financière déterminée qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'une période à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie de nos actifs.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2022	30 septembre	2022
<b>Chiffre d'affaires brut<sup>1)</sup></b>	<b>18 441</b>	21 123	<b>47 507</b>	62 599
Déduire : Redevances	1 135	1 226	2 368	3 993
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>17 306</b>	19 897	<b>45 139</b>	58 606
<b>Charges</b>				
Marchandises achetées <sup>1)</sup>	8 847	12 063	22 874	31 078
Transport et fluidification <sup>1)</sup>	2 397	2 826	8 194	9 317
Charges d'exploitation	1 692	1 695	5 201	5 125
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	1	(26)	(1)	1 605
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>4 369</b>	3 339	<b>8 871</b>	11 481

1) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 26 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

### Marge d'exploitation par secteur

Trimestres clos les 30 septembre 2023 et 2022

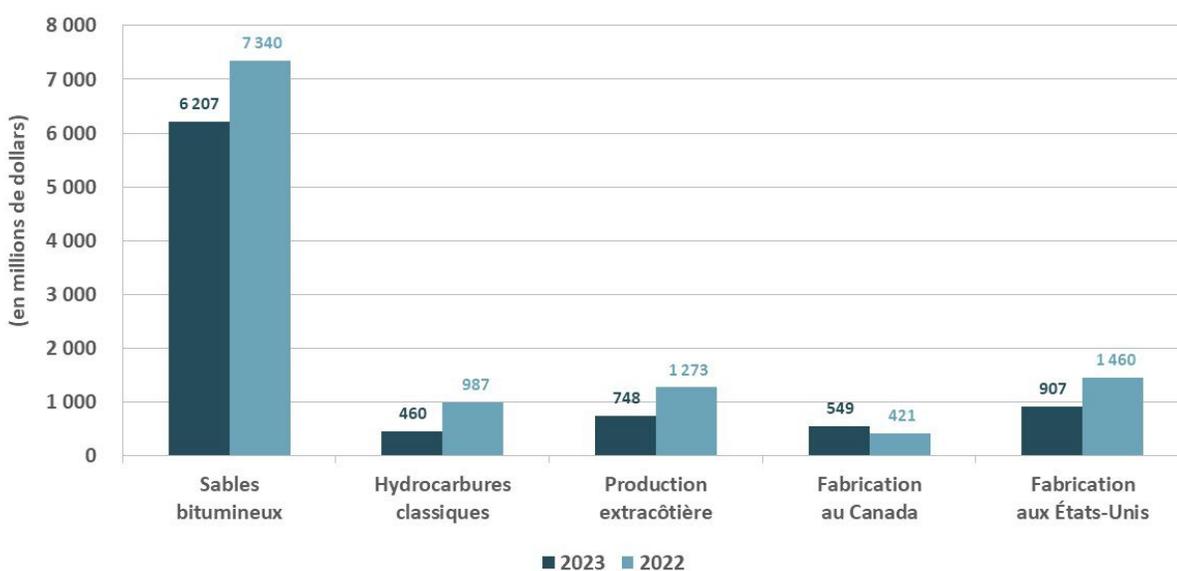


La marge d'exploitation a augmenté de 1,0 G\$ au trimestre clos le 30 septembre de 2023, par rapport à celle de la période correspondante de 2022, pour s'établir à 4,4 G\$, principalement en raison des facteurs suivants :

- une marge brute plus élevée pour le secteur Fabrication aux États-Unis attribuable essentiellement au fonctionnement à pleine capacité de la raffinerie de Toledo et à l'augmentation de la production à la raffinerie de Superior au troisième trimestre de 2023 de même qu'au traitement de charges d'alimentation achetées à des prix moins élevés au deuxième trimestre ayant eu une incidence positive sur nos marges de raffinage aux États-Unis au troisième trimestre;
- l'augmentation des prix de vente réalisés sur le pétrole brut dans le secteur Sables bitumineux attribuable à un pourcentage plus élevé de recouvrement des coûts des condensats au moyen de la vente de produits fluidifiés dans un contexte où l'écart WCS-condensats était considérablement réduit. Par ailleurs, le secteur Sables bitumineux a bénéficié de l'achat de condensats de fluidification à des prix moins élevés;
- la hausse des volumes de vente dans le secteur Sables bitumineux attribuable essentiellement à l'accroissement de la production.

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

#### Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2023 et 2022



La marge d'exploitation a diminué de 2,6 G\$ au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre de 2023, par rapport à celle de la période correspondante de 2022, pour s'établir à 8,9 G\$, principalement en raison des facteurs suivants :

- des prix de vente réalisés moins élevés sur le pétrole brut et les LGN en raison de la baisse des prix de référence;
- la baisse de la marge brute du secteur Fabrication aux États-Unis en raison de la diminution des marges de craquage sur le marché, annulée en partie par l'augmentation de la production de pétrole brut et de la production de produits raffinés, les raffineries de Toledo et Superior étant maintenant en exploitation;
- une baisse des volumes de vente pour le secteur Production extracôtière;
- l'augmentation des charges d'exploitation autre que le carburant dans le secteur Sables bitumineux en raison surtout de la hausse des coûts des réparations et de la maintenance;
- la hausse des frais de transport du secteur Sables bitumineux principalement attribuable à la hausse des tarifs.

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

- une diminution des redevances pour les secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques attribuable à la baisse des prix de référence pour le pétrole brut et le gaz naturel;
- de légers profits réalisés au titre de la gestion des risques en 2023, comparativement à d'importantes pertes réalisées à ce chapitre en 2022.

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

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

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2023	2022	30 septembre 2023	2022
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>2 738</b>	4 089	<b>4 442</b>	8 433
(Ajouter) déduire :				
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(68)	(55)	(157)	(101)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(641)	1 193	(2 142)	(98)
<b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés</b>	<b>3 447</b>	2 951	<b>6 741</b>	8 632

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont diminué au troisième trimestre de 2023 comparativement à ceux du troisième trimestre de 2022. La hausse de la marge d'exploitation a été plus qu'annulée par les variations du fonds de roulement hors trésorerie. La variation nette du fonds de roulement hors trésorerie de 641 M\$ s'explique essentiellement par une augmentation des comptes débiteurs, les stocks et une hausse de l'impôt sur le résultat en trésorerie découlant surtout de la hausse des prix des marchandises. Cette variation a été contrebalancée en partie par la hausse des comptes créditeurs attribuable surtout à l'augmentation de la production de pétrole brut.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont augmenté au troisième trimestre de 2023, par rapport à la période correspondante de 2022, principalement en raison de l'augmentation de la marge d'exploitation.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont diminué au cours des neuf premiers mois de 2023 comparativement à la période correspondante de 2022. Cette diminution s'explique essentiellement par la baisse de la marge d'exploitation et par les variations du fonds de roulement hors trésorerie, contrebalancées en partie par le paiement conditionnel versé en 2022. La variation nette du fonds de roulement hors trésorerie pour les neuf premiers mois de 2023 s'est chiffrée à 2,1 G\$, en raison surtout du paiement d'un passif d'impôt de 1,2 G\$ et des mêmes facteurs que ceux ayant eu une incidence sur le troisième trimestre.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont diminué pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, par rapport à la période correspondante de 2022, principalement en raison de la diminution de la marge d'exploitation.

#### Résultat net

(en millions de dollars)	Trimestre clos	Période de neuf mois close
<b>Résultat net des périodes closes le 30 septembre 2022</b>	<b>1 609</b>	<b>5 666</b>
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Marge d'exploitation	1 030	(2 610)
Activités non sectorielles et éliminations		
Frais généraux et frais d'administration	(164)	(72)
Charges financières	101	138
Coûts d'intégration et de transaction	15	30
Profit (perte) de change latent	239	518
(Profit) perte lié à la réévaluation	(549)	(582)
Réévaluation des paiements conditionnels	(176)	59
Profit (perte) à la sortie d'actifs	60	(233)
Autres profits (pertes), montant net	(37)	(425)
Autres <sup>1)</sup>	(214)	(284)
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques	(54)	(91)
Amortissement et épuisement	(150)	(165)
Coûts de prospection	71	89
(Charge) produit d'impôt sur le résultat	83	1 328
<b>Résultat net des périodes closes le 30 septembre 2023</b>	<b>1 864</b>	<b>3 366</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 troisième trimestre de 2023 a augmenté de 255 M\$ par rapport à celui de la période correspondante de 2022 en raison de la hausse de la marge d'exploitation, de la baisse des pertes de change latentes et de la diminution des charges financières. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par des profits liés à la réévaluation en lien avec l'acquisition de Sunrise au troisième trimestre de 2022, une perte liée à la réévaluation du paiement conditionnel en lien avec Sunrise, comparativement à un profit en 2022, une hausse des frais généraux et frais d'administration en raison de primes d'intéressement à long terme, et une augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement.

Le résultat net des neuf premiers mois de 2023 a diminué de 2,3 G par rapport à celui de la période correspondante de 2022 en raison de la diminution de la marge d'exploitation, du profit lié à la réévaluation en lien avec l'acquisition de Sunrise en 2022, de la baisse des autres produits attribuable à l'absence du produit d'assurance reçu en 2022 relativement aux incidents à la raffinerie Superior et dans la région de l'Atlantique, de profits nets plus élevés sur la sortie d'actifs en 2022 et de l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement. La diminution du résultat net a été contrebalancée en partie par une charge d'impôt moins élevée et par des profits de change latents en 2023, comparativement à des pertes en 2022, ainsi que par une diminution des charges financières.

### Dette nette

(en millions de dollars)	30 septembre 2023	30 juin 2023	31 décembre 2022
Emprunts à court terme	14	—	115
Partie courante de la dette à long terme	—	—	—
Partie non courante de la dette à long terme	7 224	8 534	8 691
<b>Dette totale</b>	<b>7 238</b>	<b>8 534</b>	<b>8 806</b>
Déduire : Trésorerie et équivalents de trésorerie	(1 262)	(2 167)	(4 524)
<b>Dette nette</b>	<b>5 976</b>	<b>6 367</b>	<b>4 282</b>

La dette à long terme a diminué de 1,3 G\$ depuis le 30 juin 2023 et de 1,5 G\$ depuis le 31 décembre 2022, en raison surtout du rachat de billets non garantis d'un capital totalisant 1,0 G\$ US au troisième trimestre de 2023. La dette nette a diminué de 391 M\$ depuis le 30 juin 2023 et a augmenté de 1,7 G\$ depuis le 31 décembre 2022. L'augmentation enregistrée depuis le début de l'exercice s'explique en partie par le paiement d'un passif d'impôt de 1,2 G\$ au premier trimestre de 2023.

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		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2023	2022	30 septembre 2023	2022
<b>Secteurs en amont</b>				
Sables bitumineux	590	360	1 764	1 111
Hydrocarbures classiques	100	67	323	188
Production extracôtière	194	81	478	225
<b>Total en amont</b>	<b>884</b>	<b>508</b>	<b>2 565</b>	<b>1 524</b>
<b>Secteurs en aval</b>				
Fabrication au Canada	38	24	99	77
Fabrication aux États-Unis	88	300	435	774
<b>Total en aval</b>	<b>126</b>	<b>324</b>	<b>534</b>	<b>851</b>
Activités non sectorielles et éliminations	15	34	29	59
<b>Total des dépenses d'investissement</b>	<b>1 025</b>	<b>866</b>	<b>3 128</b>	<b>2 434</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 les neuf premiers mois de 2023, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont été essentiellement consacrées au maintien des activités ainsi qu'au forage de puits de prospection stratigraphique dans le cadre de notre programme de forage hivernal intégré au premier trimestre de même qu'à l'optimisation et aux investissements de croissance.

Les dépenses d'investissement du secteur Hydrocarbures classiques pour les neuf premiers mois de 2023 ont continué d'être consacrées essentiellement aux activités de forage, aux activités d'achèvement et de raccordement ainsi qu'aux projets d'infrastructures.

Pour les neuf premiers mois 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 dans la région de l'Atlantique.

Les dépenses d'investissement du secteur Fabrication aux États-Unis pour les neuf premiers mois de 2023 ont visé principalement la reconstruction de la raffinerie de Superior ainsi que la croissance et des programmes de fiabilité aux raffineries de Wood River, de Borger, de Lima et de Toledo.

## Activités de forage

Période de neuf mois close le 30 septembre	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	52	34	22
Christina Lake	53	—	11	21
Sunrise	38	15	15	2
Production par méthode thermique à Lloydminster	8	1	2	29
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	1	—	21	—
Autres <sup>2)</sup>	3	22	—	—
	<b>190</b>	<b>90</b>	<b>83</b>	<b>74</b>

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

2) Comprennent de nouvelles zones de ressources.

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

(en puits nets)	Période de neuf mois close le 30 septembre 2023			Période de neuf mois close le 30 septembre 2022		
	Forés	Achevés	Raccordés	Forés	Achevés	Raccordés
<b>Hydrocarbures classiques</b>	<b>30</b>	<b>29</b>	<b>30</b>	19	28	29

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 cours des neuf premiers mois de 2023 (sept puits de mise en valeur planifiés (2,8 puits net) forés et achevés aux champs MBH et MDA en Indonésie au cours des neuf premiers mois de 2022).

## Dépenses d'investissement futures

Les dépenses d'investissement futures sont une mesure financière déterminée. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion. Nos objectifs pour 2023, actualisés en date du 26 juillet 2023, peuvent être consultés sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

Le tableau qui suit présente les prévisions pour 2023 :

	Dépenses d'investissement (en millions de dollars)	Production (kbep/j)	Production de pétrole brut (kb/j)
<b>Secteurs en amont</b>			
Sables bitumineux	2 200 – 2 400	577 – 637	
Hydrocarbures classiques	350 – 450	115 – 130	
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\$.

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 prix des produits raffinés et les marges de craquage des raffineries, ainsi que les taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain et entre le yuan chinois et le dollar canadien. Le tableau qui suit présente certains prix de référence et les taux de change moyens destinés à faciliter la lecture de nos résultats financiers.

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

(prix moyen en \$ US/b, sauf indication contraire)	Périodes de neuf mois closes les					
	2023	Variation (%)	2022	T3 2023	T2 2023	T3 2022
<b>Brent daté</b>	<b>82,14</b>	<b>(22)</b>	105,35	<b>86,76</b>	78,39	100,85
<b>WTI</b>	<b>77,39</b>	<b>(21)</b>	98,09	<b>82,26</b>	73,78	91,55
Écart Brent daté-WTI	<b>4,75</b>	<b>(35)</b>	7,26	<b>4,50</b>	4,61	9,30
<b>WCS à Hardisty</b>	<b>59,82</b>	<b>(27)</b>	82,36	<b>69,35</b>	58,74	71,69
Écart WTI/WCS	<b>17,57</b>	<b>12</b>	15,73	<b>12,91</b>	15,04	19,86
WCS (\$ CA/b)	<b>80,47</b>	<b>(24)</b>	105,54	<b>93,06</b>	78,90	93,53
<b>WCS à Nederland</b>	<b>69,12</b>	<b>(25)</b>	91,81	<b>77,89</b>	66,98	82,91
Écart WTI/WCS à Nederland	<b>8,27</b>	<b>32</b>	6,28	<b>4,37</b>	6,80	8,64
<b>Condensats (CS à Edmonton)</b>	<b>76,74</b>	<b>(21)</b>	97,24	<b>77,96</b>	72,39	87,26
Écart WTI/condensats (positif) négatif	<b>0,65</b>	<b>24</b>	0,85	<b>4,30</b>	1,39	4,29
Écart WCS <sup>2)</sup> /condensats (positif) négatif	<b>(16,92)</b>	<b>(14)</b>	(14,88)	<b>(8,61)</b>	(13,65)	(15,57)
Condensats (\$ CA/b)	<b>103,28</b>	<b>(17)</b>	124,62	<b>104,63</b>	97,25	113,89
<b>Pétrole synthétique à Edmonton</b>	<b>79,93</b>	<b>(22)</b>	102,61	<b>84,95</b>	76,66	100,34
Écart WTI/pétrole synthétique (positif) négatif	<b>(2,54)</b>	<b>44</b>	(4,52)	<b>(2,69)</b>	(2,88)	(8,79)
<b>Prix des produits raffinés</b>						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	<b>102,58</b>	<b>(19)</b>	126,58	<b>105,59</b>	102,32	121,52
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	<b>110,52</b>	<b>(24)</b>	144,82	<b>113,77</b>	102,40	148,24
<b>Prix de référence – raffinage</b>						
Chicago – marges de craquage 3-2-1 <sup>3)</sup>	<b>27,83</b>	<b>(19)</b>	34,57	<b>26,06</b>	28,57	38,87
Groupe 3 – marges de craquage 3-2-1 <sup>3)</sup>	<b>33,36</b>	<b>(3)</b>	34,29	<b>36,96</b>	31,78	38,57
Numéros d'identification renouvelables (« NIR »)	<b>7,80</b>	<b>5</b>	7,45	<b>7,42</b>	7,72	8,11
<b>Prix du gaz naturel</b>						
AECO <sup>4)</sup> (\$ CA/kpi <sup>3)</sup>	<b>2,76</b>	<b>(49)</b>	5,38	<b>2,60</b>	2,45	4,16
NYMEX <sup>5)</sup> (\$ US/kpi <sup>3)</sup>	<b>2,69</b>	<b>(60)</b>	6,77	<b>2,55</b>	2,10	8,20
<b>Taux de change</b>						
Taux moyen \$ US/\$ CA	<b>0,743</b>	<b>(5)</b>	0,780	<b>0,746</b>	0,745	0,766
Taux de clôture \$ US/\$ CA	<b>0,740</b>	<b>1</b>	0,730	<b>0,740</b>	0,755	0,730
Taux moyen yuan/\$ CA	<b>5,229</b>	<b>2</b>	5,147	<b>5,402</b>	5,228	5,246

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

2) WCS à Hardisty.

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

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

5) Indice mensuel du gaz naturel au NYMEX.

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

Au troisième trimestre de 2023, les prix du Brent et du WTI se sont accrus comparativement à ceux du deuxième trimestre de 2023 en raison surtout de la hausse de la demande saisonnière et de l'annonce par l'Arabie saoudite et la Russie du maintien de réductions de production volontaires jusqu'à la fin de 2023. Les prix de référence au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 ont été inférieurs à ceux des périodes correspondantes de 2022, le déficit de pétrole brut à l'échelle mondiale ayant exercé d'importantes pressions à la hausse sur les prix en 2022, une situation exacerbée par les risques liés à l'incertitude découlant de la possibilité d'une offre insuffisante en provenance de Russie. La croissance de l'offre à l'échelle mondiale et la résilience des exportations en provenance de Russie ont donné lieu à un marché du pétrole brut plus équilibré en 2023, ce qui a occasionné une baisse des prix par rapport aux prix élevés de l'exercice précédent.

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 rétréci au troisième trimestre de 2023 et en cumul depuis le début de l'exercice, comparativement aux périodes correspondantes de 2022, l'incertitude relative à l'offre physique et les prix élevés des carburants marins ayant occasionné un élargissement important de cet écart l'an dernier à la suite de l'invasion de l'Ukraine par la Russie en

février 2022. L'écart Brent-WTI a été relativement stable du deuxième au troisième trimestre de 2023.

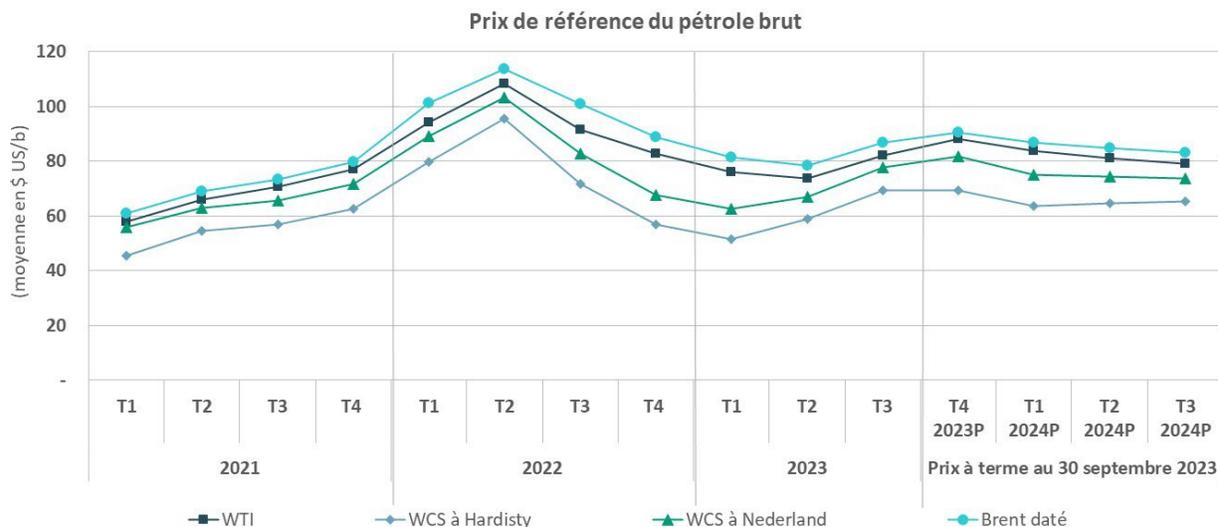
Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. L'écart entre le WCS à Hardisty et le WTI est fonction de la différence de qualité entre le brut léger et le brut lourd et du coût du transport. L'écart moyen entre le WTI et le WCS à Hardisty s'est rétréci depuis le deuxième trimestre de 2023 en raison de la réduction volontaire par l'OPEP+ de la production de pétrole brut lourd et moyen. Cet écart s'est également rétréci comparativement à celui du troisième trimestre de 2022, puisqu'en 2022, les frais de transport ont été légèrement plus élevés en raison de la hausse de l'utilisation des pipelines et de l'écart de qualité plus important découlant du recours accru au raffinage à l'échelle mondiale, de la hausse de l'offre de barils de pétrole brut moyen et lourd en provenance des membres de l'OPEP+ ainsi que du déblocage de volumes de réserves stratégiques de pétrole aux États-Unis.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, l'écart WTI-WCS à Hardisty s'est élargi comparativement à celui de la période correspondante de 2022 en raison principalement de l'utilisation élevée de la capacité de traitement de pétrole brut sur la côte américaine du golfe du Mexique, de travaux de maintenance planifiés et non planifiés à la raffinerie et de la volatilité des prix des produits raffinés.

Le WCS à Nederland est un prix de référence du pétrole lourd sur la côte américaine du golfe du Mexique qui est représentatif de nos prix de vente dans cette région. L'écart entre le WTI et le WCS à Nederland est représentatif de l'escompte sur la qualité du pétrole lourd et est tributaire de la capacité mondiale de raffinage du pétrole brut ainsi que de l'offre mondiale de pétrole brut. L'écart WTI-WCS à Nederland s'est rétréci comparativement à celui du deuxième trimestre de 2023 et du troisième trimestre de 2022, et s'est élargi durant la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 comparativement à celui de la période comparable de 2022, en raison des facteurs ayant eu une incidence sur l'écart WTI-WCS à Hardisty susmentionnés.

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 cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, l'écart entre le prix du pétrole brut synthétique à Edmonton et le WTI correspondait à une prime moins élevée comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Les prix du pétrole brut synthétique avaient été particulièrement élevés aux deuxième et troisième trimestres de 2022 en raison de l'entretien généralisé des usines de valorisation dans l'Ouest du Canada et de la forte demande de pétrole brut léger dans les raffineries. La prime a diminué légèrement au troisième trimestre de 2023 comparativement à celle du deuxième trimestre.



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

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, l'escompte du prix des condensats à Edmonton

par rapport au WTI est demeuré stable en comparaison de celui des périodes correspondantes de 2022. Cet escompte a augmenté par rapport à celui du deuxième trimestre de 2023, ce qui est conforme aux profils saisonniers et à la baisse des exigences de fluidification de pétrole brut lourd en été.

### 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.

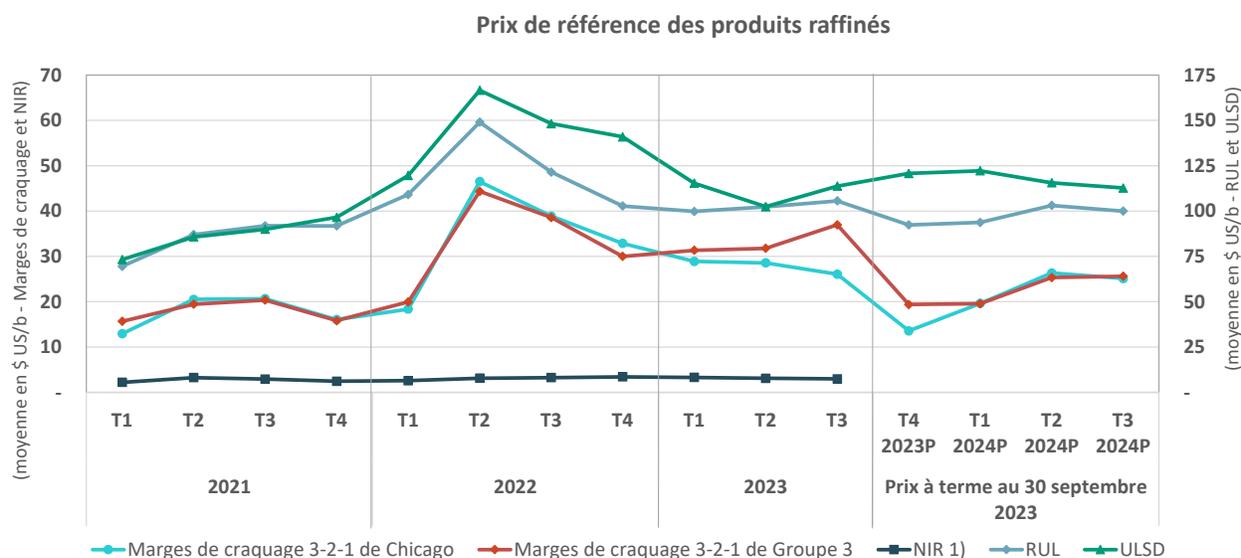
La marge de craquage 3-2-1 sur le marché à Chicago reflète le marché pour nos raffineries de Toledo, de Lima et de Wood River. La marge de craquage 3-2-1 du groupe 3 reflète le marché de nos raffineries de Borger et Superior.

Les prix des produits raffinés ont diminué au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Les marges de craquage sur le marché ont également diminué durant cette période, les prix des produits raffinés et les marges de raffinage ayant connu des sommets inégalés aux périodes correspondantes de 2022.

La réduction des interruptions de service dans les raffineries conjuguée à l'augmentation de la capacité mondiale a donné lieu à une baisse des prix des produits raffinés par rapport au WTI en 2023, comparativement à 2022, en particulier sur le marché du diesel. La marge de craquage 3-2-1 sur le marché à Chicago a diminué comparativement à celle du deuxième trimestre de 2023 en raison du recours élevé au raffinage à l'échelle régionale et de l'entretien des cours d'eau empêchant le transport par voie maritime vers d'autres marchés. Les marges de craquage 3-2-1 du groupe 3 ont augmenté comparativement à celles du deuxième trimestre de 2023 en raison de la hausse des prix du diesel dans un contexte de forte demande et de réduction des importations de diesel attribuable à une baisse des stocks à l'échelle mondiale. Les coûts des NIR demeurent élevés en raison du marché tendu pour les biocarburants, des prix des charges d'alimentation élevés 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 raffinage 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 et de l'AECO ont diminué considérablement par rapport à ceux du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 en raison des températures hivernales plus douces qui ont pesé sur la demande aux États-Unis jumelées à une production et des stocks record de gaz naturel. Les prix du gaz naturel au NYMEX ont augmenté légèrement comparativement à ceux du deuxième trimestre de 2023, car la consommation de gaz naturel sans précédent enregistrée durant l'été aux États-Unis a surpassé les niveaux de production élevés. Les prix du gaz naturel de l'AECO ont légèrement augmenté comparativement à ceux du deuxième trimestre de 2023, la hausse des exportations en provenance de l'Ouest canadien et l'entretien saisonnier des pipelines ayant occasionné un élargissement de l'écart par rapport au NYMEX, ce qui a contrebalancé l'augmentation des prix au NYMEX. Le prix obtenu pour notre production de gaz naturel de l'Asie-Pacifique est établi en grande partie en fonction de contrats à long terme.

### Taux de change de référence

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

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, le cours moyen du dollar canadien s'est affaibli par rapport à celui du dollar américain, comparativement aux périodes correspondantes de 2022, ce qui a eu une incidence favorable sur nos produits des activités ordinaires présentés. Le fléchissement du dollar canadien par rapport au dollar américain au 30 septembre 2023, comparativement au 30 juin 2023, a donné lieu à des pertes de change latentes au troisième trimestre à la conversion en dollars canadiens de notre dette libellée en dollars américains. La valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain au 30 septembre 2023 est demeurée stable, comparativement à celle 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. Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, le cours moyen du dollar canadien est demeuré relativement stable par rapport à celui du yuan, comparativement aux périodes correspondantes de 2022, ce qui a eu une incidence minime sur nos produits des activités ordinaires.

### Taux d'intérêt de référence

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

Au 30 septembre 2023, le taux directeur de la Banque du Canada était de 5,00 %, en hausse par rapport au taux de 4,75 % en vigueur le 30 juin 2023 et au taux de 4,25 % en vigueur le 31 décembre 2022, en raison des inquiétudes concernant l'inflation. Le 25 octobre 2023, la Banque du Canada a annoncé qu'elle maintenait son taux directeur à 5,00 %.

## PERSPECTIVES

### PRÉVISION DES PRIX DES MARCHANDISES

Les prix du pétrole brut à l'échelle mondiale ont augmenté d'un trimestre à l'autre pour la première fois depuis le deuxième trimestre de 2022, essentiellement en raison des réductions de la production de l'Arabie saoudite et de la Russie. La croissance de la demande de pétrole brut a été résiliente en 2023, malgré de faibles indicateurs macroéconomiques, soutenue par la levée des restrictions liées à la COVID-19 en Chine plus tôt cette année.

La trajectoire des prix du pétrole brut demeure incertaine et volatile dans un marché dont les facteurs clés restent imprévisibles et qui subit les répercussions de politiques gouvernementales en matière d'offre et de demande. Les politiques à l'égard de la Russie, de l'Iran et du Venezuela font partie des facteurs clés qui auront une incidence sur l'offre énergétique et qui modifieront les tendances en matière de commerce mondial. La prolongation des réductions de la production annoncées par l'OPEP+ continueront de soutenir les prix, les quotas de production étant un facteur clé des prix du pétrole brut. Dans l'ensemble, nous nous attendons à ce que les perspectives générales pour les prix du pétrole brut et des produits raffinés soient volatiles et soumises à l'incidence de la politique de l'OPEP+, de la durée et de la gravité de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, de la mesure dans laquelle les exportations russes sont réduites par les sanctions ou la réduction de la production, du rythme de croissance de l'offre hors OPEP+, du renouvellement des volumes des réserves stratégiques de pétrole aux États-Unis et de la crise en Israël et dans la bande de Gaza. De plus, le ralentissement mondial de l'activité économique, l'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 à Hardisty restera en grande partie lié aux facteurs mondiaux de l'offre et à la capacité de transformation de pétrole brut lourd dans la mesure où l'offre correspondra à la capacité d'exportation de pétrole brut canadien. Nous prévoyons que la mise en service du prolongement du pipeline Trans Mountain en 2024 aura pour effet de rétrécir l'écart entre le WTI et le WCS.
- Nous prévoyons que la volatilité des prix des produits raffinés et des marges de craquage sur le marché persistera. Les répercussions économiques de l'invasion toujours en cours de l'Ukraine par la Russie ainsi que les politiques des banques centrales pourraient avoir une incidence sur la demande. Les prix des produits raffinés et les marges de craquage devraient continuer à fluctuer, compte tenu des tendances saisonnières et du volume de traitement des raffineries en Amérique du Nord.
- Les prix du gaz naturel au NYMEX et de l'AECO devraient continuer de subir une pression à court terme en raison de l'offre élevée et des grandes possibilités de stockage du gaz naturel. Les conditions météorologiques continueront d'être l'un des principaux facteurs ayant une incidence sur la demande et les prix.
- Nous nous attendons à ce que le dollar canadien continue d'être touché par 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 et à la fluidification des secteurs Sables bitumineux et Fabrication au Canada. La production de pétrole brut par nos actifs en amont est mélangée à des condensats et 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. Le redémarrage des raffineries de Superior et de Toledo permet une intégration accrue.

Notre capacité de raffinage est concentrée dans le Midwest américain, avec des expositions plus faibles sur la côte américaine du golfe du Mexique et en Alberta. De ce fait, nous sommes exposés aux écarts des marges de craquage sur tous ces marchés. Nous continuerons de surveiller les fondamentaux du marché et d'optimiser les taux de traitement de nos raffineries en conséquence.

Notre exposition aux marges du brut englobe les marges du brut léger-lourd et du brut léger-moyen. L'exposition aux marges du brut léger-moyen est liée au brut léger-moyen du marché du Midwest américain où nous détenons la majorité de notre capacité de raffinage et, dans une moindre mesure, de la côte américaine du golfe du Mexique et de l'Alberta. Notre exposition aux marges du brut léger-lourd comprend une composante brut léger-lourd mondiale, une composante régionale dans les marchés de destination de nos barils, ainsi que des marges pour l'Alberta, qui pourraient assumer des contraintes relatives au transport. Nous sommes préparés à une certaine volatilité des prix du pétrole brut. Nous avons toujours la possibilité d'atténuer l'incidence des écarts de prix du pétrole brut et des produits raffinés au moyen des mesures suivantes :

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

## SECTEURS À PRÉSENTER

### SECTEURS EN AMONT

#### Sables bitumineux

Au troisième trimestre de 2023, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- produit 601,6 milliers de barils de pétrole brut par jour (585,0 milliers de barils de pétrole brut par jour en 2022);
- mis en service deux nouveaux puits à Foster Creek;
- augmenté la production d'un puits à Foster Creek et de deux puits à Christina Lake mis en service au deuxième trimestre;
- acquis la participation résiduelle de 10 % dans la région d'Ipiatik près de Foster Creek, ce qui nous permettra de fournir davantage de réserves de bitume à l'usine de Foster Creek;
- réalisé une activité de révision planifiée à Christina Lake qui a eu une incidence minimale sur la production;
- inscrit une marge d'exploitation de 3,0 G\$, soit une augmentation de 801 M\$ par rapport à 2022 attribuable principalement à la hausse des prix de vente moyens réalisés et à la hausse des volumes de vente en raison d'une production accrue;
- engagé des dépenses d'investissement de 590 M\$ principalement pour le maintien des activités;
- enregistré un prix net opérationnel de 54,78 \$ par bep (41,91 \$ par bep en 2022).

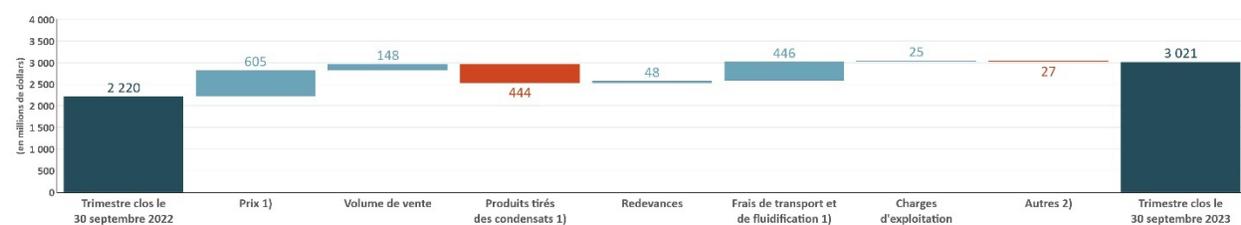
#### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2022	30 septembre	2022
<b>Produits des activités ordinaires</b>				
Chiffre d'affaires brut <sup>1)</sup>	7 571	8 764	19 715	28 030
Déduire : Redevances	1 082	1 136	2 218	3 709
	<b>6 489</b>	7 628	<b>17 497</b>	24 321
<b>Charges</b>				
Marchandises achetées <sup>1)</sup>	462	1 919	1 231	4 202
Transport et fluidification	2 324	2 758	7 965	9 114
Charges d'exploitation	688	689	2 101	2 197
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(6)	42	(7)	1 468
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>3 021</b>	2 220	<b>6 207</b>	7 340
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	47	(2)	44	(59)
Amortissement et épuisement	785	652	2 230	1 977
Coûts de prospection	—	7	4	7
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	6	8
<b>Résultat sectoriel</b>	<b>2 189</b>	1 563	<b>3 923</b>	5 407

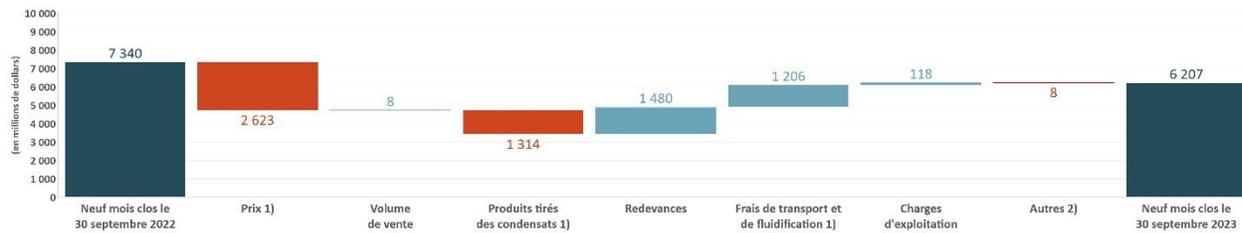
1) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 26 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

#### Variation de la marge d'exploitation

##### Trimestre clos le 30 septembre 2023



## Période de neuf mois close le 30 septembre 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		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2023	2022	30 septembre 2023	2022
<b>Total – volumes de vente<sup>1)</sup> (kbep/j)</b>	<b>597,2</b>	578,0	<b>584,1</b>	583,8
<b>Prix réalisé total<sup>2)</sup> (\$/bep)</b>	<b>94,45</b>	84,29	<b>74,08</b>	99,78
<b>Production de pétrole brut par actif (kb/j)</b>				
Foster Creek	189,3	182,4	182,1	189,3
Christina Lake	237,6	252,8	236,6	245,2
Sunrise <sup>3)</sup>	54,5	30,9	48,6	26,8
Production par méthode thermique à Lloydminster	104,6	102,1	103,3	99,0
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	15,6	16,8	16,5	16,5
Tucker <sup>4)</sup>	—	—	—	2,1
<b>Total – production de pétrole brut<sup>5)</sup> (kb/j)</b>	<b>601,6</b>	585,0	<b>587,1</b>	578,9
Gaz naturel <sup>6)</sup> (Mpi <sup>3</sup> /j)	10,6	12,6	12,0	12,5
<b>Total – production (kbep/j)</b>	<b>603,4</b>	587,1	<b>589,0</b>	580,9
<b>Taux de redevance réel<sup>7)</sup> (%)</b>				
Foster Creek	23,4	33,6	22,9	30,0
Christina Lake	33,2	34,8	29,8	31,8
Sunrise	5,6	9,6	5,4	7,3
Lloydminster <sup>8)</sup>	8,5	9,7	8,7	10,0
<b>Taux de redevances totales réel</b>	<b>22,6</b>	27,8	<b>21,1</b>	25,4
<b>Frais de transport et de fluidification<sup>2)</sup> (\$/bep)</b>	<b>7,41</b>	7,72	<b>8,16</b>	7,48
<b>Charges d'exploitation<sup>2)</sup> (\$/bep)</b>	<b>12,56</b>	13,40	<b>13,09</b>	13,83
<b>Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires<sup>2)</sup> (\$/bep)</b>	<b>12,96</b>	11,63	<b>12,90</b>	11,83

- 1) Sables bitumineux, pétrole brut lourd et gaz naturel.
- 2) Mesure financière déterminée. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.
- 3) Le 31 août 2022, nous avons acquis la participation résiduelle de 50 % dans Sunrise auprès de BP Canada.
- 4) Les actifs de Tucker ont été vendus le 31 janvier 2022.
- 5) La production tirée des sables bitumineux comprend principalement le bitume, sauf la production de pétrole lourd classique à Lloydminster, soit du pétrole brut lourd.
- 6) Ce type de produit correspond au gaz naturel classique.
- 7) Les taux de redevances réels correspondent à la charge liée aux redevances divisée par les produits des activités ordinaires par produit, déduction faite des frais de transport.
- 8) Comprend les actifs de production par méthode thermique et les actifs de pétrole lourd classique de Lloydminster.

## Produits des activités ordinaires

### Prix

Le pétrole lourd et le bitume produits doivent être mélangés à des condensats qui en réduisent la viscosité avant leur transport par pipeline en vue de leur commercialisation. Dans notre formule de calcul du prix net opérationnel, le prix de vente réalisé sur le bitume et le pétrole lourd ne tient pas compte de l'incidence des achats de condensats; toutefois, ce prix est influencé par le prix des condensats. Lorsque le coût des condensats utilisés aux fins de fluidification augmente par rapport au prix du pétrole brut dilué ou si notre ratio de fluidification augmente, notre prix de vente réalisé sur le pétrole lourd et le bitume diminue.

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, les prix de référence des condensats ont correspondu respectivement à une prime 8,61 \$ US le baril et de 16,92 \$ US le baril par rapport au WCS à Hardisty (primes respectives de 15,57 \$ US le baril et 14,88 \$ US le baril en 2022). Cet important rétrécissement d'un trimestre à l'autre de l'écart WCS-condensats a eu une incidence positive sur le prix de vente réalisé sur le bitume, comparativement à 2022. L'élargissement de l'écart WCS-condensats enregistré depuis le début de l'exercice a eu une incidence négative sur le prix de vente réalisé sur le bitume, comparativement à 2022. Il peut s'écouler jusqu'à trois mois entre le moment où nous achetons les condensats et celui où nous vendons notre production de pétrole fluidifié.

Notre prix de vente réalisé s'est établi en moyenne à 94,45 \$ le bep au troisième trimestre de 2023 (84,29 \$ le bep en 2022) en raison de la baisse du coût des condensats, achetés plus tôt au cours du trimestre, et de la hausse du recouvrement de ce coût au moyen de ventes de mélanges, les écarts entre le WCS et les condensats étant beaucoup plus faibles. Le prix de référence du WTI s'est établi en moyenne à 82,26 \$ US le baril au troisième trimestre de 2023 (91,55 \$ US le baril en 2022). La baisse du prix du WTI a été en grande partie contrebalancée par le rétrécissement des écarts WTI-WCS d'un trimestre à l'autre. L'écart WTI-WCS à Hardisty s'est établi à 12,91 \$ US le baril pour le trimestre clos le 30 septembre 2023 (19,86 \$ US le baril en 2022).

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, notre prix de vente réalisé a diminué pour s'établir à 74,08 \$ le bep, contre 99,78 \$ le bep en 2022, en raison de la baisse des prix de référence du WTI et de l'élargissement de l'écart WTI-WCS. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, le WTI s'est établi en moyenne à 77,39 \$ US le baril (98,09 \$ US le baril en 2022) et l'écart WTI-WCS à Hardisty s'est établi à 17,57 \$ US le baril (15,73 \$ US le baril en 2022).

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, le chiffre d'affaires brut comprend des montants respectifs de 398 M\$ et 1,0 G\$ (1,9 G\$ et 4,0 G\$, respectivement, en 2022) de volumes provenant de tiers.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, le chiffre d'affaires brut comprend des montants respectifs de 95 M\$ et 281 M\$ (79 M\$ et 248 M\$, respectivement, en 2022) liés à des activités de construction, de transport et de fluidification.

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

### *(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques*

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, nous avons réalisé des profits liés à la gestion des risques correspondant respectivement à 6 M\$ et 7 M\$ (perte de 42 M\$ et de 1,5 G\$, respectivement, en 2022). Ces variations en comparaison de 2022 sont attribuables 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.

### *Volumes de production*

La production de pétrole brut du secteur Sables bitumineux s'est chiffrée respectivement à 601,6 milliers de barils par jour et à 587,1 milliers de barils par jour pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 (respectivement à 585,0 milliers de barils par jour et à 578,9 milliers de barils par jour en 2022).

Au cours des neuf premiers mois de 2023, nous avons vendu environ 25 % (20 % en 2022) de nos volumes de pétrole brut à des tiers aux États-Unis et environ 20 % de nos volumes de pétrole brut à nos secteurs en aval.

La production à Foster Creek a augmenté de 6,9 milliers de barils par jours au cours du troisième trimestre de 2023, comparativement au trimestre correspondant de 2022, surtout en raison de travaux de maintenance planifiés et d'une interruption de service non planifiée qui ont eu lieu au troisième trimestre de 2022. Par ailleurs, nous avons augmenté la production d'un nouveau puits mis en service au deuxième trimestre de 2023 et avons mis en service deux nouveaux puits au troisième trimestre de 2023. Depuis le début de l'exercice, la production a diminué de 7,2 milliers de barils par jour comparativement à 2022, en raison surtout d'une activité de révision planifiée ayant débuté à la mi-avril et s'étant achevée au début mai 2023 qui a eu une plus grande incidence que les travaux de maintenance planifiés et l'interruption de service non planifiée qui ont eu lieu en 2022.

La production de Christina Lake a diminué de 15,2 milliers de barils par jour et de 8,6 milliers de barils par jour, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Cette diminution s'explique essentiellement par une production éruptive à la suite d'une activité de révision planifiée au deuxième trimestre de 2022 et par le moment de la mise en service de nouveaux puits en 2023, comparativement à une production accrue tirée de puits de mise en valeur forés au cours d'exercices précédents. Nous avons mis en service deux nouveaux puits au cours du deuxième trimestre de 2023, ce qui a contrebalancé en partie les diminutions. Nous avons réalisé une activité de révision planifiée au troisième trimestre de 2023 qui a eu une incidence minimale sur la production.

L'acquisition de Sunrise s'est conclue le 31 août 2022. La production de Sunrise a augmenté de 23,6 milliers de barils par jour et de 21,8 milliers de barils par jour, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022. En outre, la mise en œuvre réussie de notre programme de mise en valeur de 2023 réalisé au troisième trimestre s'est traduite par une augmentation de la production d'un trimestre à l'autre.

La production de nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster a augmenté légèrement au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Cette hausse est attribuable à l'entrée en production de l'usine thermique de Spruce Lake North en août 2022, annulée en partie par la mise hors service de puits en vue d'un programme de mise en valeur et d'une activité de reconditionnement au cours des neuf premiers mois de 2023.

### *Redevances*

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

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

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

Les redevances 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 %.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, respectivement, les redevances ont été de 1,1 G\$ et de 2,2 G\$ (respectivement 1,1 G\$ et 3,7 G\$ en 2022). Au cours des neuf premiers mois de 2023, les taux de redevance réels du secteur Sables bitumineux ont diminué, passant de 25,4 % en 2022 à 21,1 % en 2023, essentiellement en raison de prix réalisés moins élevés et de la diminution des taux de redevance fondés sur une échelle mobile des projets de sables bitumineux de l'Alberta.

## Charges

### *Transport et fluidification*

Au troisième trimestre de 2023, les frais de fluidification ont diminué de 432 M\$ pour s'établir à 1,9 G\$, par rapport à la période correspondante de 2022, puisque nous avons bénéficié de l'achat de condensats de fluidification à des prix inférieurs au troisième trimestre par rapport à ceux de la période correspondante de 2022, alors que le coût des condensats utilisés pour la fluidification était plus élevé. Au cours des neuf premiers mois de 2023, les frais de fluidification ont diminué de 1,3 G\$ pour s'établir à 6,6 G\$ par rapport à la période correspondante de 2022. Les baisses enregistrées depuis le début de l'exercice découlent en grande partie de la diminution des prix des condensats, annulée en partie par la hausse des volumes de vente.

Les frais de transport, qui se sont établis à 432 M\$ au troisième trimestre de 2023, sont demeurés stables par rapport à ceux de la période correspondante de 2022. Pour les neuf premiers mois de 2023, les frais de transport ont augmenté de 147 M\$ pour s'établir à 1,4 G\$, en raison de la hausse des tarifs.

### *Frais de transport unitaires*

Les frais de transport se sont établis à 7,41 \$ par bep et à 8,16 \$ par bep, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 (7,72 \$ par bep et 7,48 \$ par bep, respectivement, en 2022).

À Foster Creek, les frais de transport unitaires se sont établis respectivement à 10,55 \$ par baril et 12,20 \$ par baril pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 (respectivement 11,96 \$ par baril et 10,71 \$ par baril en 2022). La diminution d'un trimestre à l'autre est principalement attribuable à la hausse des volumes de vente. La hausse d'un exercice à l'autre s'explique essentiellement par la baisse des volumes de vente et l'augmentation des tarifs. Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, nous avons expédié aux États-Unis respectivement 44 % et 46 % (respectivement 41 % et 42 % en 2022) des volumes de Foster Creek.

À Christina Lake, les frais de transport se sont établis respectivement à 5,76 \$ par baril et 6,46 \$ par baril pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 (respectivement 6,02 \$ par baril et 6,37 \$ par baril en 2022). Cette baisse d'un trimestre à l'autre est principalement attribuable à une diminution des frais fixes de transport ferroviaire. L'augmentation d'un exercice à l'autre est principalement attribuable à la hausse des tarifs, annulée en partie par la diminution des frais fixes de transport ferroviaire. Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, nous avons expédié aux États-Unis respectivement 14 % et 17 % (respectivement 11 % et 14 % en 2022) des volumes de Christina Lake.

À Sunrise, les frais de transport pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 se sont établis respectivement à 12,29 \$ par baril et 12,49 \$ par baril (respectivement 13,17 \$ par baril et 12,96 \$ par baril en 2022). La diminution d'un trimestre à l'autre s'explique par la hausse des volumes de vente brutes, annulée en partie par l'augmentation du pourcentage des volumes expédiés à des destinations aux États-Unis. La diminution d'un exercice à l'autre s'explique essentiellement par la baisse du pourcentage des volumes expédiés à des destinations aux États-Unis. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, nous avons expédié aux États-Unis respectivement 51 % et 49 % (respectivement 39 % et 51 % en 2022) des volumes de Sunrise.

Pour nos actifs du secteur Sables bitumineux, les frais de transport pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 se sont établis à respectivement 3,29 \$ par baril et 3,54 \$ par baril (respectivement 3,57 \$ par baril et 3,45 \$ par baril en 2022).

### *Charges d'exploitation*

Les principales composantes des charges d'exploitation des neuf premiers mois de 2023 ont été les coûts du carburant, de la main-d'œuvre, des réparations et de la maintenance, et des produits chimiques. Les charges d'exploitation totales sont demeurées relativement stables au troisième trimestre de 2023 par rapport à celles de la période correspondante de 2022 et ont diminué pour les neuf premiers mois de 2023 par rapport à celles des neuf premiers mois de 2022. Les coûts du carburant ont diminué en raison de l'importante baisse des prix de référence de l'AECO pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Cette diminution a été contrebalancée par des coûts des réparations et de la maintenance plus élevés au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022.

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

(\$/bep)	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2023	Variation (%)	2022	2023	Variation (%)	2022
<b>Foster Creek</b>						
Carburant	2,83	(52)	5,91	3,76	(35)	5,77
Autres coûts	8,08	7	7,55	8,24	15	7,19
<b>Total</b>	<b>10,91</b>	<b>(19)</b>	<b>13,46</b>	<b>12,00</b>	<b>(7)</b>	<b>12,96</b>
<b>Christina Lake</b>						
Carburant	2,87	(36)	4,46	3,13	(37)	5,00
Autres coûts	6,45	36	4,73	5,71	14	5,01
<b>Total</b>	<b>9,32</b>	<b>1</b>	<b>9,19</b>	<b>8,84</b>	<b>(12)</b>	<b>10,01</b>
<b>Sunrise</b>						
Carburant	4,13	(46)	7,58	4,98	(36)	7,78
Autres coûts	11,81	16	10,16	13,18	22	10,76
<b>Total</b>	<b>15,94</b>	<b>(10)</b>	<b>17,74</b>	<b>18,16</b>	<b>(2)</b>	<b>18,54</b>
<b>Autres – Sables bitumineux<sup>2)</sup></b>						
Carburant	4,25	(11)	4,77	4,69	(34)	7,13
Autres coûts	15,82	(2)	16,10	16,42	11	14,85
<b>Total</b>	<b>20,07</b>	<b>(4)</b>	<b>20,87</b>	<b>21,11</b>	<b>(4)</b>	<b>21,98</b>
<b>Total – Sables bitumineux</b>						
Carburant	3,24	(37)	5,14	3,79	(35)	5,81
Autres coûts	9,32	13	8,26	9,30	16	8,02
<b>Total</b>	<b>12,56</b>	<b>(6)</b>	<b>13,40</b>	<b>13,09</b>	<b>(5)</b>	<b>13,83</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 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.

Les autres coûts unitaires à Foster Creek ont augmenté au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022. L'augmentation d'un trimestre à l'autre est attribuable à des coûts des réparations et de la maintenance plus élevés, contrebalancés en partie par la hausse des volumes de vente et l'incidence de travaux de maintenance planifiés et d'une interruption de service non planifiée au troisième trimestre de 2022. L'augmentation enregistrée depuis le début de l'exercice s'explique par la baisse des volumes de vente en 2023 combinée aux coûts liés à une activité de révision planifiée au deuxième trimestre de 2023, ces facteurs étant contrebalancés en partie par l'incidence de travaux de maintenance planifiés et d'une interruption de service non planifiée au troisième trimestre de 2022.

Les autres coûts unitaires à Christina Lake ont augmenté au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022, en raison surtout de la baisse des volumes de vente en 2023 conjuguée à une activité de révision planifiée réalisée au troisième trimestre de 2023. L'augmentation enregistrée depuis le début de l'exercice a été annulée en partie par l'incidence d'une activité de révision planifiée réalisée au deuxième trimestre de 2022.

Les autres coûts unitaires à Sunrise ont augmenté au cours du trimestre clos le 30 septembre 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022, essentiellement en raison d'un plus grand nombre d'activités de reconditionnement et de coûts des réparations et de la maintenance plus élevés, annulés en partie par la hausse des volumes de vente brutes en 2023. Les autres coûts unitaires ont augmenté au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, comparativement à la période correspondante de 2022, en raison de la baisse des volumes de vente brutes en 2023 conjuguée à une hausse des coûts de l'électricité de même que des coûts des réparations et de la maintenance.

Les autres coûts unitaires des actifs de notre secteur Sables bitumineux sont demeurés relativement stables au troisième trimestre de 2023 par rapport à ceux de la période correspondante de 2022. En cumul depuis le début de l'exercice, les autres coûts unitaires ont augmenté en 2023, par rapport à ceux de la période correspondante de 2022, essentiellement en raison d'une augmentation des activités de reconditionnement et des coûts des réparations et de la maintenance.

## Prix nets opérationnels<sup>1)</sup>

(\$/bep)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Prix de vente	94,45	84,29	74,08	99,78
Redevances	19,70	21,26	13,91	23,20
Transport	7,41	7,72	8,16	7,48
Charges d'exploitation	12,56	13,40	13,09	13,83
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>54,78</b>	<b>41,91</b>	<b>38,92</b>	<b>55,27</b>

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

## Amortissement et épuisement

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement s'est chiffrée à 785 M\$ et à 2,2 G\$, respectivement (652 M\$ et 2,0 G\$, respectivement, en 2022). Le taux d'épuisement moyen du troisième trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 s'est établi à 12,96 \$ le bep et à 12,90 \$ le bep, respectivement (11,63 \$ le bep et 11,83 \$ le bep, respectivement, en 2022).

## Hydrocarbures classiques

Au troisième trimestre de 2023, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- produit 127,2 milliers de bep par jour (126,2 milliers de bep par jour en 2022);
- pratiquement renoué avec la pleine production à la suite des feux de forêt qui ont sévi au deuxième trimestre de 2023; d'autres feux de forêt ont affecté notre actif de Rainbow Lake en septembre et ont eu une incidence mineure sur la production;
- inscrit une marge d'exploitation de 126 M\$, soit une diminution de 290 M\$ par rapport à celle de la période correspondante de 2022, imputable à la baisse des prix de vente moyens réalisés;
- engagé des dépenses d'investissement de 100 M\$ toujours axées sur le forage, les activités d'achèvement et de raccordement et les projets d'infrastructures;
- enregistré un prix net opérationnel de 9,66 \$ par bep (24,06 \$ par bep en 2022).

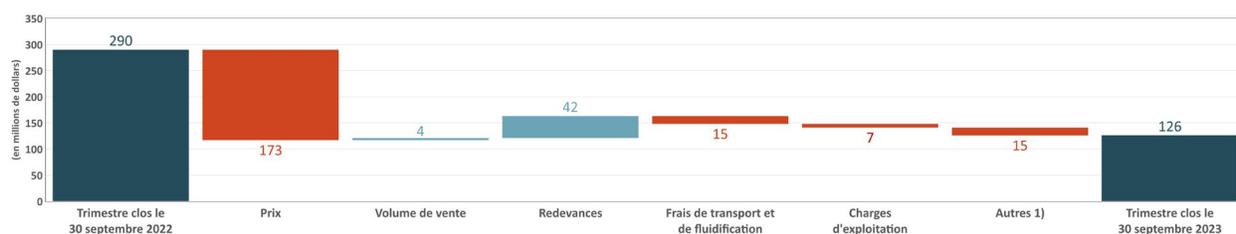
## Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>Produits des activités ordinaires</b>				
Chiffre d'affaires brut <sup>1)</sup>	810	1 036	2 467	3 286
Déduire : Redevances	27	68	85	228
	<b>783</b>	<b>968</b>	<b>2 382</b>	<b>3 058</b>
<b>Charges</b>				
Marchandises achetées	438	464	1 258	1 460
Transport et fluidification <sup>1)</sup>	73	64	220	191
Charges d'exploitation	150	141	444	403
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(4)	9	—	17
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>126</b>	<b>290</b>	<b>460</b>	<b>987</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	7	8	(14)	7
Amortissement et épuisement	104	103	286	282
Coûts de prospection	—	—	—	1
<b>Résultat sectoriel</b>	<b>15</b>	<b>179</b>	<b>188</b>	<b>697</b>

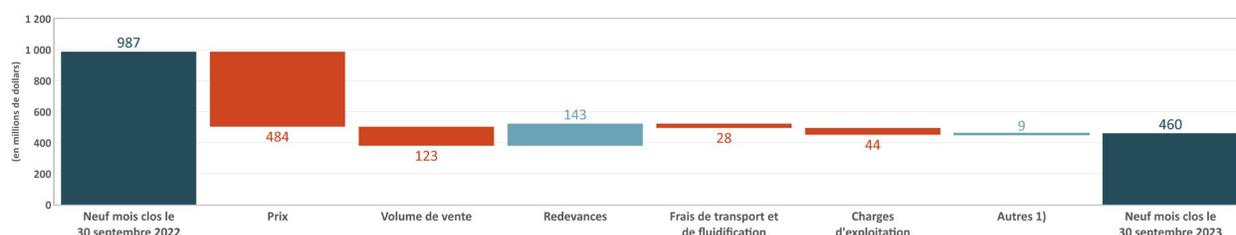
1) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 26 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

## Variation de la marge d'exploitation

### Trimestre clos le 30 septembre 2023



### Période de neuf mois close le 30 septembre 2023



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

## Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>Total – volumes de vente (kbep/j)</b>	<b>127,2</b>	126,2	<b>118,5</b>	128,0
<b>Prix réalisé total<sup>1)</sup> (\$/bep)</b>	<b>28,13</b>	44,07	<b>32,70</b>	48,17
Pétrole brut léger <sup>1)</sup> (\$/b)	<b>105,43</b>	132,08	<b>104,19</b>	125,99
LGN <sup>1)</sup> (\$/b)	<b>47,74</b>	55,80	<b>47,52</b>	61,98
Gaz naturel classique <sup>1)</sup> (\$/kpi <sup>3</sup> )	<b>3,05</b>	5,93	<b>4,19</b>	6,48
<b>Production par produit</b>				
Pétrole brut léger (kb/j)	<b>6,3</b>	6,9	<b>5,8</b>	7,8
LGN (kb/j)	<b>23,9</b>	19,9	<b>21,3</b>	23,0
Gaz naturel classique (Mpi <sup>3</sup> /j)	<b>582,1</b>	596,1	<b>548,8</b>	583,1
<b>Total – production (kbep/j)</b>	<b>127,2</b>	126,2	<b>118,5</b>	128,0
<b>Production de gaz naturel classique (% du total)</b>	<b>76</b>	79	<b>77</b>	76
<b>Production de pétrole brut et de LGN (% du total)</b>	<b>24</b>	21	<b>23</b>	24
<b>Taux de redevance réel (%)</b>	<b>9,6</b>	15,9	<b>10,7</b>	15,3
<b>Frais de transport<sup>1)</sup> (\$/bep)</b>	<b>3,82</b>	2,43	<b>3,97</b>	2,85
<b>Charges d'exploitation<sup>1)</sup> (\$/bep)</b>	<b>12,36</b>	11,77	<b>13,26</b>	11,03
<b>Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires<sup>1)</sup> (\$/bep)</b>	<b>8,82</b>	8,51	<b>8,77</b>	8,23

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

## Produits des activités ordinaires

### Prix

Notre prix de vente réalisé total a diminué pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, principalement en raison de la baisse des prix de référence du pétrole brut et du gaz naturel.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, le chiffre d'affaires brut comprend des montants respectifs de 438 M\$ et 1,3 G\$ (464 M\$ et 1,5 G\$, respectivement, en 2022) de volumes provenant de tiers.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, le chiffre d'affaires brut comprend des montants liés aux activités de traitement et de transport entreprises pour le compte de tiers de 42 M\$ et de 150 M\$, respectivement (60 M\$ et 143 M\$, respectivement, en 2022).

### Volumes de production

Les volumes de production sont demeurés relativement stables au troisième trimestre de 2023 par rapport à ceux de la période correspondante de 2022 et ont diminué de 9,5 milliers de bep par jour durant les neuf premiers mois de 2023 par rapport à ceux de la période correspondante de 2022. Les volumes du troisième trimestre ont bénéficié de l'incidence positive des résultats de notre programme de mise en valeur de 2023, ce qui a permis de contrebalancer les baisses naturelles. La diminution d'un exercice à l'autre s'explique essentiellement par l'incidence des feux de forêt qui ont sévi au deuxième trimestre de 2023. Au début de mai, nous avons confiné temporairement une production équivalant à environ 85 milliers de bep par jour en raison des feux de forêt. La majorité de nos puits et installations touchées par les feux ont redémarré en juin, et à la fin août, les interruptions étaient pratiquement toutes résolues. Vers la fin de septembre, d'autres feux de forêt ont affecté notre actif de Rainbow Lake, leur incidence sur la production du trimestre ayant toutefois été minimale. La production a repris en octobre à mesure que les infrastructures d'électricité ont été réparées.

### Redevances

Les actifs du secteur Hydrocarbures classiques sont assujettis à des régimes de redevances en Alberta et en Colombie-Britannique. Les taux de redevance réels ont diminué au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022, en raison surtout de la chute des prix du gaz naturel et de l'incidence des feux de forêt. Par ailleurs, la diminution d'un exercice à l'autre a subi l'incidence 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. Le total des redevances a diminué au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022, en raison des mêmes facteurs que ceux ayant eu une incidence sur les taux de redevance réels.

### 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. Au troisième trimestre de 2023, les frais de transport ont augmenté de 9 M\$ pour s'établir à 73 M\$, comparativement à ceux de la période correspondante 2022, et les frais de transport unitaires se sont établis en moyenne à 3,82 \$ par bep en 2023, comparativement à 2,43 \$ par bep en 2022. Les augmentations sont attribuables à la hausse des taux et aux coûts supplémentaires liés au stockage. En cumul depuis le début de l'exercice, les frais de transport ont augmenté de 29 M\$ pour s'établir à 220 M\$ et les frais de transport unitaires se sont établis en moyenne à 3,97 \$ par bep, comparativement à 2,85 \$ par bep en 2022. Ces hausses par bep sont attribuables essentiellement aux mêmes facteurs que ceux ayant eu une incidence sur le troisième trimestre ainsi qu'aux répercussions des feux de forêt.

#### Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation des neuf premiers mois de 2023 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, de la main-d'œuvre et de l'électricité ainsi que les taxes foncières et les coûts de location. Les charges d'exploitation totales ont augmenté de 9 M\$ pour s'établir à 150 M\$ d'un trimestre à l'autre et de 41 M\$ pour s'établir à 444 M\$ d'un exercice à l'autre en raison de la hausse des coûts des réparations et de la maintenance. Les feux de forêt ont eu une incidence minimale sur les charges d'exploitation totales. Les charges d'exploitation par bep ont augmenté de 0,59 \$ par bep d'un trimestre à l'autre et de 2,23 \$ par bep d'un exercice à l'autre en raison des mêmes facteurs que ceux ayant eu une incidence sur la charge d'exploitation totale. Depuis le début de l'exercice, les charges d'exploitation par bep ont augmenté en raison de la baisse des volumes de vente attribuable aux feux de forêt.

### Prix nets opérationnels<sup>1)</sup>

(\$/bep)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2023	2022	30 septembre 2023	2022
Prix de vente	28,13	44,07	32,70	48,17
Redevances	2,29	5,81	2,64	6,49
Frais de transport et de fluidification	3,82	2,43	3,97	2,85
Charges d'exploitation	12,36	11,77	13,26	11,03
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>9,66</b>	<b>24,06</b>	<b>12,83</b>	<b>27,80</b>

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

## Amortissement et épuisement

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, le total de la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques s'est établi respectivement à 104 M\$ et à 286 M\$ (103 M\$ et 282 M\$, respectivement, en 2022). Le taux d'épuisement moyen du troisième trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 s'est établi à 8,82 \$ le bep et à 8,77 \$ le bep, respectivement (8,51 \$ le bep et 8,23 \$ le bep, respectivement, en 2022).

## Production extracôtière

Au troisième trimestre de 2023, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- à Terra Nova, ramené le NPSD au champ en août. Les activités de mise en service se poursuivent avec une reprise de la production prévue au quatrième trimestre;
- débuté la production de gaz au champ MAC en Indonésie en septembre;
- produit 66,4 milliers de bep par jour (64,6 milliers de bep par jour en 2022);
- inscrit une marge d'exploitation de 300 M\$, soit une diminution de 39 M\$ par rapport à 2022 attribuable principalement à la diminution des prix de vente réalisés sur le pétrole brut et les LGN;
- enregistré un prix net opérationnel de 57,87 \$ par bep (66,81 \$ par bep en 2022);
- engagé des dépenses d'investissement de 194 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 projet West White Rose était achevé à environ 75 % au 30 septembre 2023. Depuis notre décision de redémarrer le projet, notre investissement se chiffre à environ 440 M\$. Nous avons franchi une étape importante du projet West White Rose au deuxième trimestre grâce à l'achèvement du coffrage glissant conique permettant de créer la structure de béton.

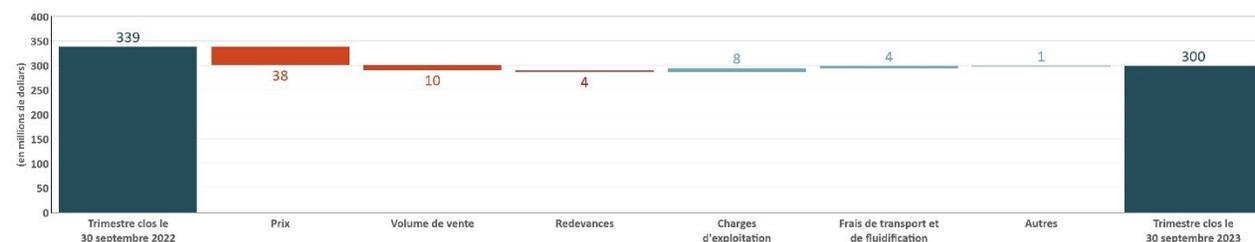
## Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre					
	2023			2022		
	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière
<b>Produits des activités ordinaires</b>						
Chiffre d'affaires brut	78	324	402	113	337	450
Déduire : Redevances	2	24	26	2	20	22
	76	300	376	111	317	428
<b>Charges</b>						
Transport et fluidification	—	—	—	4	—	4
Charges d'exploitation	47	29	76	53	32	85
<b>Marge d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>29</b>	<b>271</b>	<b>300</b>	<b>54</b>	<b>285</b>	<b>339</b>
Amortissement et épuisement			130			132
Coûts de prospection			2			66
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			(11)			(9)
<b>Résultat sectoriel</b>			<b>179</b>			<b>150</b>

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

## Variation de la marge d'exploitation

### Trimestre clos le 30 septembre 2023

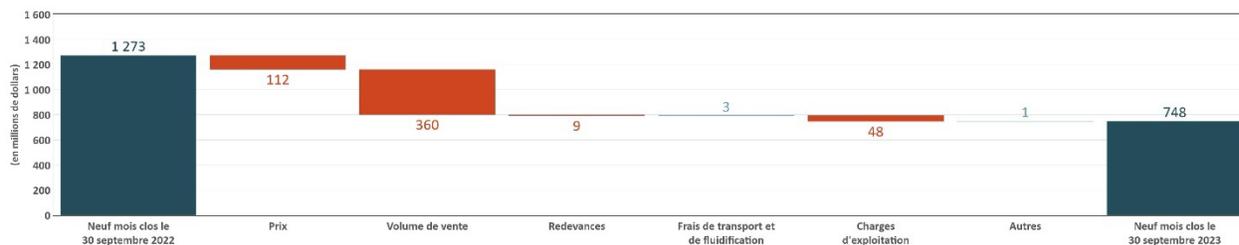


(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	2023			2022		
	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière
<b>Produits des activités ordinaires</b>						
Chiffre d'affaires brut	232	871	1 103	492	1 083	1 575
Déduire : Redevances	11	54	65	(4)	60	56
	221	871	1 038	496	1 023	1 519
<b>Charges</b>						
Transport et fluidification	9	—	9	12	—	12
Charges d'exploitation	190	91	281	146	88	234
<b>Marge d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>22</b>	<b>726</b>	<b>748</b>	<b>338</b>	<b>935</b>	<b>1 273</b>
Amortissement et épuisement			349			441
Coûts de prospection			6			91
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			(29)			(19)
<b>Résultat sectoriel</b>			<b>422</b>			<b>760</b>

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

## Variation de la marge d'exploitation

### Période de neuf mois close le 30 septembre 2023



## Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2022	30 septembre	2022
	2023		2023	
<b>Volumes de vente</b>				
Région de l'Atlantique (kb/j)	7,8	7,8	7,8	12,6
Région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)				
Chine	43,8	45,4	39,4	48,6
Indonésie <sup>1)</sup>	13,7	10,1	14,1	9,7
Asie-Pacifique – Total	57,5	55,5	53,5	58,3
<b>Total – volumes de vente (kbep/j)</b>	<b>65,3</b>	<b>63,3</b>	<b>61,3</b>	<b>70,9</b>
<b>Prix réalisé total<sup>2)</sup> (\$/bep)</b>	<b>79,27</b>	88,02	<b>79,42</b>	91,32
Région de l'Atlantique – Pétrole brut léger <sup>2)</sup> (\$/b)	107,99	158,42	108,48	142,96
Région de l'Asie-Pacifique <sup>1), 2)</sup> (\$/bep)	75,38	78,19	75,18	80,16
LGN <sup>2)</sup> (\$/b)	101,97	108,39	95,36	113,04
Gaz naturel classique <sup>2)</sup> (\$/kpi <sup>3)</sup> )	11,43	11,62	11,70	11,88
<b>Production par produit</b>				
Région de l'Atlantique – Pétrole brut léger (kb/j)	8,9	9,1	7,7	12,0
Région de l'Asie-Pacifique <sup>1)</sup>				
LGN (kb/j)	11,7	12,2	10,6	12,4
Gaz naturel classique (Mpi <sup>3</sup> /j)	274,7	260,0	257,3	275,3
Total – Région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)	57,5	55,5	53,5	58,3
<b>Total – production (kbep/j)</b>	<b>66,4</b>	<b>64,6</b>	<b>61,2</b>	<b>70,3</b>
<b>Taux de redevance réel (%)</b>				
Région de l'Atlantique	2,4	1,8	4,6	(0,8)
Région de l'Asie-Pacifique <sup>1)</sup>	9,8	11,1	10,0	11,7
<b>Charges d'exploitation<sup>2)</sup> (\$/bep)</b>	<b>14,66</b>	12,55	<b>17,37</b>	12,24
Région de l'Atlantique <sup>2)</sup>	65,91	47,23	78,61	36,79
Région de l'Asie-Pacifique <sup>1), 2)</sup>	7,73	7,70	8,42	6,94
<b>Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires<sup>2)</sup> (\$/bep)</b>	<b>26,29</b>	30,89	<b>26,00</b>	30,29

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

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

## Produits des activités ordinaires

### Prix

Le prix que nous recevons pour le gaz naturel vendu en Asie est fixé par des contrats à long terme. Notre prix de vente réalisé pour le pétrole brut léger et les LGN a diminué au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022, principalement en raison de la baisse du prix de référence du Brent.

### Volumes de production

Les volumes de production dans la région de l'Atlantique sont demeurés relativement stables au troisième trimestre de 2023 par rapport à ceux de la période correspondante de 2022 et ont diminué de 4,3 milliers de bep par jour durant la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 par rapport à ceux de la période correspondante de 2022. Cette diminution s'explique par des activités de révision au NPSD SeaRose en mars et avril 2023 qui ont eu une incidence plus importante que les travaux de maintenance annuels planifiés réalisés au troisième trimestre de 2022. De plus, la réduction de la participation directe de Cenovus dans le champ White Rose et ses extensions satellites depuis le 31 mai 2022 occasionne une diminution de la production d'un exercice à l'autre. La production de pétrole brut léger provenant du champ White Rose est déchargée du NPSD SeaRose vers des navires pétroliers et stockée dans un terminal terrestre avant d'être expédiée aux acheteurs, ce qui occasionne des délais entre la production et la vente.

Les volumes de production dans la région de l'Asie-Pacifique ont augmenté légèrement au troisième trimestre de 2023 par rapport à ceux de la période correspondante de 2022 et ont diminué de 4,8 milliers de barils par jour durant la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 par rapport à ceux de la période correspondante de 2022. La diminution d'un exercice à l'autre est attribuable essentiellement à une interruption de service temporaire non planifiée en Chine au deuxième trimestre en raison du débranchement du câble ombilical par le navire d'un tiers au début d'avril, ce câble ayant été rebranché en mai. Les

modifications apportées aux contrats de vente de gaz de Liwan 3-1 et Liuhua 29-1 au deuxième trimestre de 2022 ont également contribué à la baisse de la production. Cette baisse a été compensée en partie par le début de la production aux champs MBH et MDA en Indonésie au quatrième trimestre de 2022 ainsi que par des travaux de maintenance planifiés en Chine aux deuxième et troisième trimestres de 2022 qui ont eu une incidence plus importante que ceux réalisés en juin 2023. En Indonésie, nous avons foré et achevé, dans le champ MAC, le troisième puits de mise en valeur des trois puits planifiés durant le premier trimestre de 2023 et avons démarré la production de gaz de ce champ en septembre.

### *Redevances*

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, les redevances dans la région de l'Atlantique se sont établies respectivement à 2 M\$ et à 11 M\$ (2 M\$ et recouvrement de 4 M\$, respectivement, en 2022). En 2022, les redevances pour le champ White Rose comprenaient des ajustements en cumul depuis le début de l'exercice fondés sur une entente modifiée conclue entre nos partenaires directs et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador.

Les taux de redevance en Chine et en Indonésie sont régis par des contrats de partage de la production avec les gouvernements chinois et indonésien. Le taux de redevance réel pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 a diminué pour s'établir respectivement à 9,8 % et 10,0 % (11,1 % et 11,7 %, respectivement, en 2022) en raison de la première production de gaz aux champs MBH et MDA au quatrième trimestre de 2022.

### **Charges**

#### *Charges d'exploitation*

Les principales composantes des charges d'exploitation dans la région de l'Atlantique pour les neuf premiers mois de 2023 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, les coûts liés aux navires et aux hélicoptères ainsi que les coûts de la main-d'œuvre. Au troisième trimestre de 2023, les charges d'exploitation ont diminué légèrement par rapport aux charges de 47 M\$ enregistrées durant la période correspondante de 2022. Les charges d'exploitation pour les neuf premiers mois de 2023 ont augmenté de 44 M\$, pour s'établir à 190 M\$, en raison de l'augmentation de la production au projet West White Rose ayant donné lieu à d'importantes activités de construction à la fin mars, des coûts liés aux activités de révision au NPSD SeaRose au deuxième trimestre et des coûts liés aux activités continues de préparation et de maintenance du NPSD de Terra Nova. Les charges d'exploitation unitaires ont augmenté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, comparativement à ceux de la période correspondante de 2022, en raison principalement de la baisse des volumes de vente conjuguée aux mêmes facteurs que ceux ayant eu une incidence sur les charges d'exploitation totales.

Les principales composantes de nos charges d'exploitation dans la région de l'Asie-Pacifique pour les neuf premiers mois 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 diminué légèrement au trimestre clos le 30 septembre 2023 et ont augmenté légèrement depuis le début de l'exercice, comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Les charges d'exploitation unitaires sont demeurées stables au troisième trimestre de 2023 par rapport à celles de la période correspondante de 2022. Depuis le début de l'exercice, les charges d'exploitation unitaires ont augmenté comparativement à celles de la période correspondante de 2022 en raison de la baisse des volumes de vente.

#### *Transport*

Les frais de transport dans la région de l'Atlantique ont diminué durant le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2022, et ils 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<sup>1)</sup>

(\$/bep, sauf indication contraire)	Trimestre clos le 30 septembre 2023			
	Région de l'Atlantique (\$/b)	Chine	Indonésie <sup>2)</sup>	Total – production extracôtière
Prix de vente	107,99	80,61	58,68	79,27
Redevances	2,56	6,06	11,59	6,80
Frais de transport et de fluidification	(0,53)	—	—	(0,06)
Charges d'exploitation	65,91	6,51	11,66	14,66
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>40,05</b>	<b>68,04</b>	<b>35,43</b>	<b>57,87</b>

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

(\$/bep, sauf indication contraire)	Période de neuf mois close le 30 septembre 2023			
	Région de l'Atlantique (\$/b)	Chine	Indonésie <sup>2)</sup>	Total – production extracôtière
Prix de vente	108,48	81,09	58,71	79,42
Redevances	4,94	5,05	14,44	7,20
Frais de transport et de fluidification	4,02	—	—	0,51
Charges d'exploitation	78,61	7,60	10,72	17,37
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>20,91</b>	<b>68,44</b>	<b>33,55</b>	<b>54,34</b>

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

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

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

## Coûts de prospection

Nous avons comptabilisé des coûts de prospection de 6 M\$ pour les neuf premiers mois de 2023 (91 M\$ en 2022). Les coûts de prospection de 2022 s'expliquaient principalement par la radiation d'un montant de 58 M\$ relativement à notre décision de ne pas aller de l'avant avec la mise en valeur du bloc 15/33 en Chine.

## Amortissement et épuisement

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, le total de la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Production extracôtière s'est établi respectivement à 130 M\$ et à 349 M\$ (132 M\$ et 441 M\$, respectivement, en 2022). Le taux d'épuisement moyen du troisième trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 s'est établi à 26,29 \$ par bep et à 26,00 \$ par bep, respectivement (30,89 \$ par bep et 30,29 \$ par bep, respectivement, en 2022).

## SECTEURS EN AVAL

### Fabrication au Canada

Au troisième trimestre de 2023, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- connu un très solide rendement à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster, ce qui nous a permis d'atteindre un taux d'utilisation du pétrole brut de 98 % (89 % en 2022);
- inscrit une marge d'exploitation de 170 M\$, soit une diminution de 76 M\$ par rapport à 2022 attribuable principalement à la baisse des prix du pétrole brut synthétique par rapport à ceux du pétrole brut servant de charge d'alimentation ainsi qu'à la baisse des prix des produits raffinés, ces facteurs étant annulés en partie par l'augmentation des volumes de production.

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2023	2022	30 septembre 2023	2022
Produits des activités ordinaires	1 805	2 168	4 676	6 020
Marchandises achetées	1 480	1 750	3 656	5 065
<b>Marge brute<sup>1)</sup></b>	<b>325</b>	418	<b>1 020</b>	955
<b>Charges</b>				
Charges d'exploitation	155	172	471	534
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>170</b>	246	<b>549</b>	421
Amortissement et épuisement	50	42	136	164
<b>Résultat sectoriel</b>	<b>120</b>	204	<b>413</b>	257

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

## Sommaire des résultats d'exploitation

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2023	2022	30 septembre 2023	2022
<b>Total – Fabrication au Canada</b>				
Capacité de production unitaire de pétrole brut lourd <sup>1)</sup> (kb/j)	110,5	110,5	110,5	110,5
Production unitaire de pétrole brut lourd (kb/j)	108,4	98,5	100,8	92,5
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	98	89	91	84
Production totale (kb/j)	122,4	111,0	114,6	104,2
Pétrole brut synthétique	53,2	47,7	47,9	46,3
Asphalte	15,7	15,5	15,6	13,3
Diesel	13,8	10,5	12,8	9,0
Autres	34,1	32,2	33,4	30,8
Éthanol	5,6	5,1	4,9	4,8
Marge de raffinage <sup>2)</sup> (\$/b)	29,17	38,88	33,48	29,69
Charges d'exploitation unitaires <sup>3)</sup> (\$/b)	11,60	11,72	12,44	13,95
<b>Usine de valorisation de Lloydminster</b>				
Capacité de production unitaire de pétrole brut lourd <sup>1)</sup> (kb/j)	81,5	81,5	81,5	81,5
Production unitaire de pétrole brut lourd <sup>4)</sup> (kb/j)	80,6	71,3	72,9	68,8
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	99	87	89	84
Production (kb/j)	88,9	78,6	81,8	75,7
Marge de raffinage <sup>2)</sup> (\$/b)	29,12	38,33	34,82	30,49
Charges d'exploitation unitaires <sup>3)</sup> (\$/b)	11,29	11,25	12,35	12,59
Écart lié à la valorisation <sup>5)</sup> (\$/b)	22,31	39,36	29,63	28,69
<b>Raffinerie de Lloydminster</b>				
Capacité de production unitaire de pétrole brut lourd <sup>1)</sup> (kb/j)	29,0	29,0	29,0	29,0
Production unitaire de pétrole brut lourd (kb/j)	27,8	27,2	27,9	23,7
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	96	94	96	82
Production (kb/j)	27,9	27,3	27,9	23,7
Marge de raffinage <sup>2)</sup> (\$/b)	29,30	40,33	29,98	27,38
Charges d'exploitation unitaires <sup>3)</sup> (\$/b)	12,51	12,96	12,70	17,89
<b>Éthanol</b>				
Production totale (kb/j)	5,6	5,1	4,9	4,8
<b>Transport ferroviaire</b>				
Volumes de chargement <sup>6)</sup> (kb/j)	—	1,4	1,2	1,5

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

2) Contient une mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion. Les produits des activités ordinaires tirés de l'usine de valorisation et des activités liés aux carburants commerciaux pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 se sont établis respectivement à 1,6 G\$ et 4,2 G\$ (998 M\$ et 2,9 G\$, respectivement, en 2022 pour l'usine de valorisation). Les produits des activités ordinaires de la raffinerie de Lloydminster pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 se sont chiffrés respectivement à 325 M\$ et à 739 M\$ (387 M\$ et 816 M\$, respectivement, en 2022).

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

4) La production de l'usine de valorisation comprend les diluants ramenés au champ.

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

6) Total des volumes de pétrole brut chargé et transporté à l'extérieur de l'Alberta, au Canada.

Dans le secteur Fabrication au Canada, la production de pétrole brut du troisième trimestre de 2023 a augmenté de 9,9 milliers de barils par jour, comparativement à celle de la période correspondante de 2022, pour s'établir 108,4 milliers de barils par jour, tandis que la production totale a augmenté de 11,4 milliers de barils par jour pour s'établir à 122,4 milliers de barils par jour en raison des facteurs suivants :

- solide rendement de l'usine de valorisation en 2023 conjugué à des interruptions de service temporaires non planifiées au troisième trimestre de 2022 ayant permis un taux d'utilisation du pétrole brut de 99 % (87 % en 2022);
- maintien du bon rendement de la raffinerie de Lloydminster avec une production de 27,8 milliers de barils par jour, comparativement à 27,2 milliers de barils par jour.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, la production de pétrole brut du secteur Fabrication au Canada a augmenté de 8,3 milliers de barils par jour pour s'établir à 100,8 milliers de barils par jour, tandis que la production totale a augmenté de 10,4 milliers de barils par jour pour s'établir à 114,6 milliers de barils par jour, en comparaison des périodes correspondantes de 2022, en raison des facteurs susmentionnés conjugués aux facteurs suivants :

- augmentation de la production de pétrole brut de l'usine de valorisation de 4,1 milliers de barils par jour pour s'établir à 72,9 milliers de barils par jour en raison d'activités de révision planifiées et d'interruptions non planifiées ayant eu lieu en 2022, ces facteurs étant annulés en partie par une interruption non planifiée au deuxième trimestre de 2023 et des interruptions non planifiées jumelées à l'incidence de températures plus froides au quatrième de 2022 ayant continué d'avoir une incidence sur Cenovus au début de janvier 2023;
- augmentation du taux d'utilisation du pétrole brut à la raffinerie de Lloydminster, qui est passé à 96 % (82 % en 2022), en raison surtout d'une interruption de service temporaire non planifiée au troisième trimestre de 2022 et d'une activité de révision planifiée au deuxième trimestre 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 et la raffinerie de Lloydminster s'approvisionnent 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 troisième trimestre de 2023, le total des produits des activités ordinaires tirés du secteur Fabrication au Canada a diminué de 363 M\$ pour s'établir à 1,8 G\$, comparativement à la période correspondante de 2022, en raison de la baisse des prix du pétrole brut synthétique et des produits raffinés et industriels de même que de la cession de nos activités de vente de carburant au détail au troisième trimestre de 2022. Cette baisse a été compensée en partie par l'augmentation de la production de pétrole brut en comparaison de la période correspondante de 2022. Au cours des neuf premiers mois de 2023, les produits des activités ordinaires ont diminué de 1,3 G\$ pour s'établir à 4,7 G\$ en raison des facteurs susmentionnés. Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, les prix de référence du pétrole brut synthétique ont diminué de 15 % et de 22 %, respectivement, pour s'établir respectivement à 84,95 \$ US le baril et 79,93 \$ US le baril, comparativement aux périodes correspondantes de 2022.

La marge brute a diminué de 93 M\$ pour s'établir à 325 M\$ au troisième trimestre de 2023, par rapport à la période correspondante de 2022, en raison des facteurs susmentionnés, en plus du rétrécissement de l'écart lié à la valorisation et de la baisse des marges de raffinage.

La marge brute a augmenté de 65 M\$ pour s'établir à 1,0 G\$ pour les neuf premiers mois de 2023, par rapport à la période correspondante de 2022, en raison de l'élargissement de l'écart lié à la valorisation, de la hausse des marges de raffinage et de l'augmentation de la production de pétrole brut à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster. Cette hausse a été annulée en partie par la cession de nos activités de vente de carburant au détail au troisième trimestre de 2022. La hausse des marges de valorisation et de raffinage est principalement attribuable à la baisse du coût de la charge d'alimentation en pétrole brut lourd. Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, les prix du WCS ont diminué de 3 % et de 27 %, respectivement, pour s'établir respectivement à 69,35 \$ US le baril et 59,82 \$ US le baril, comparativement aux périodes correspondantes 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 des neuf premiers mois de 2023 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, de la main-d'œuvre, des produits chimiques, de l'électricité et de l'énergie.

Les charges d'exploitation totales et unitaires ont diminué pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022, en raison surtout de la cession de notre réseau de vente au détail de carburant au troisième trimestre de 2022, de la baisse des coûts de l'énergie et de la hausse de la production. Depuis le début de l'exercice, les coûts ont également diminué en raison des activités de révision planifiées à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster qui se sont achevées au deuxième trimestre de 2022. Cette diminution a été contrebalancée en partie par la hausse des coûts des réparations et de la maintenance à l'usine de valorisation au troisième trimestre de 2023. 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 épuisement

Pour le trimestre et la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, la charge d'amortissement et d'épuisement s'est établie à 50 M\$ et 136 M\$, respectivement (42 M\$ et 164 M\$, respectivement, en 2022).

## Fabrication aux États-Unis

Au troisième trimestre de 2023, nous avons :

- assuré le déroulement sûr de notre exploitation;
- inscrit une marge d'exploitation de 752 M\$, soit une augmentation de 508 M\$ par rapport à la période correspondante de 2022, en raison surtout de l'acquisition de Toledo, de la hausse des marges de raffinage et de la reprise de la production aux raffineries de Toledo et de Superior. Nous continuons de trouver des façons d'intégrer les raffineries de Lima et de Toledo afin d'optimiser notre marge d'exploitation;
- progressé à l'égard du redémarrage du craqueur catalytique à lit fluidisé à la raffinerie de Superior, qui est entré en service au début d'octobre, et généré une production de pétrole brut de 32,2 milliers de barils par jour;
- atteint un taux d'utilisation du brut de 88 % (87 % en 2022);
- à la raffinerie de Borger, nous avons réalisé une activité de révision planifiée à la fin septembre, qui devrait être terminée au quatrième trimestre de 2023;
- investi des capitaux de 88 M\$.

## Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2023	2022	30 septembre 2023	2022
Produits des activités ordinaires <sup>1)</sup>	7 853	8 705	19 546	23 688
Marchandises achetées <sup>1)</sup>	6 467	7 930	16 729	20 351
<b>Marge brute<sup>2)</sup></b>	<b>1 386</b>	775	<b>2 817</b>	3 337
<b>Charges</b>				
Charges d'exploitation	623	608	1 904	1 757
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	11	(77)	6	120
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>752</b>	244	<b>907</b>	1 460
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	(2)	(8)	(13)	(22)
Amortissement et épuisement	109	91	314	259
<b>Résultat sectoriel</b>	<b>645</b>	161	<b>606</b>	1 223

1) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 26 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

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

## Sommaire des résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>Total – Fabrication aux États-Unis</b>				
Capacité de production unitaire de pétrole brut <sup>1)</sup> (kb/j)	635,2	502,5	635,2	502,5
Production unitaire de pétrole brut (kb/j)	555,9	435,0	453,3	405,3
Pétrole brut lourd	210,6	145,2	165,4	135,2
Pétrole brut léger et moyen	345,3	289,8	287,9	270,1
Taux d'utilisation du pétrole brut <sup>2)</sup> (%)	88	87	75	81
Production totale de produits raffinés (kb/j)	583,6	461,6	475,2	426,7
Essence	267,6	212,5	218,3	202,0
Distillats <sup>3)</sup>	196,1	172,7	165,2	155,3
Asphalte	24,7	10,3	19,2	8,8
Autres	95,2	66,1	72,5	60,6
Marge de raffinage <sup>4)</sup> (\$/b)	27,10	18,98	22,77	29,94
Charges d'exploitation unitaires <sup>5)</sup> (\$/b)	12,17	14,90	15,39	15,77
<b>Raffinerie de Lima</b>				
Capacité de production unitaire de pétrole brut <sup>1),6)</sup> (kb/j)	178,7	175,0	178,7	175,0
Production unitaire de pétrole brut (kb/j)	146,2	164,2	159,7	153,5
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	82	94	89	88
<b>Raffinerie de Toledo<sup>7)</sup></b>				
Capacité de production unitaire de pétrole brut <sup>1)</sup> (kb/j)	160,0	80,0	160,0	80,0
Production unitaire de pétrole brut (kb/j)	143,5	46,6	64,5	48,5
Taux d'utilisation du pétrole brut <sup>2)</sup> (%)	90	58	45	61
<b>Raffinerie de Superior</b>				
Capacité de production unitaire de pétrole brut <sup>1)</sup> (kb/j)	49,0	—	49,0	—
Production unitaire de pétrole brut (kb/j)	32,2	—	19,3	—
Taux d'utilisation du pétrole brut <sup>2)</sup> (%)	66	—	59	—
<b>Raffineries de Wood River et Borger<sup>8)</sup></b>				
Capacité de production unitaire de pétrole brut <sup>1)</sup> (kb/j)	247,5	247,5	247,5	247,5
Production unitaire de pétrole brut (kb/j)	234,0	224,2	209,8	203,3
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	95	91	85	82

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

2) La production unitaire et la capacité de production unitaire de pétrole brut de la raffinerie de Superior sont prises en compte dans le calcul du taux d'utilisation du brut en date du 1<sup>er</sup> avril 2023. 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.

3) Comprend le diesel et le carburéacteur.

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

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

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

7) Le 28 février 2023, nous avons acquis la participation résiduelle de 50 % dans BP-Husky Refining LLC.

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

Au troisième trimestre de 2023, la production du secteur Fabrication aux États-Unis a augmenté de 120,9 milliers de barils par jour, comparativement à la période correspondante de 2022, pour s'établir à 555,9 milliers de barils par jour, tandis que le total de la production de produits raffinés a augmenté de 122,0 milliers de barils par jour pour s'établir à 583,6 milliers de barils par jour en raison des facteurs suivants :

- la pleine participation dans la raffinerie de Toledo depuis le 28 février 2023, la production de pétrole brut ayant augmenté de 96,9 milliers de barils par jour pour s'établir à 143,5 milliers de barils par jour au troisième trimestre de 2023, comparativement à la période correspondante de 2022; cette augmentation est également attribuable à une importante activité de révision au deuxième trimestre de 2022 qui s'est terminée au troisième trimestre de 2022 ainsi qu'à l'incident qui s'est produit en septembre 2022. Le taux d'utilisation du pétrole brut à la raffinerie de Toledo s'est établi à 90 % (58 % en 2022);
- poursuivi les travaux à l'égard du redémarrage du craqueur catalytique à lit fluidisé à la raffinerie de Superior, qui est

entré en service au début d'octobre, la production de produits raffinés s'étant établie en moyenne à 33,1 milliers de barils par jour au troisième trimestre de 2023;

- obtenu un solide rendement de la raffinerie de Wood River combiné à l'incidence d'une activité de révision planifiée amorcée en septembre 2022. La production de pétrole brut totale des raffineries de Wood River et de Borger s'est accrue de 9,8 milliers de barils par jour pour s'établir à 234,0 milliers de barils par jour au troisième trimestre de 2023.

Cette augmentation a été annulée en partie par des interruptions de service non planifiées combinées à des travaux de maintenance planifiés à la raffinerie de Lima au troisième trimestre de 2023.

Pour les neuf premiers mois de 2023, la production de pétrole brut du secteur Fabrication aux États-Unis a augmenté de 48,0 milliers de barils par jour pour s'établir à 453,3 milliers de barils par jour, tandis que la production totale de produits raffinés a augmenté de 48,5 milliers de barils par jour pour s'établir à 475,2 milliers de barils par jour, en raison surtout de l'exploitation des raffineries de Superior et Toledo ainsi que des facteurs susmentionnés conjugués aux facteurs suivants :

- l'augmentation de la production de pétrole brut à la raffinerie de Wood River attribuable en grande partie aux activités de révision en 2022 ayant eu une incidence plus importante que celles de 2023 de même qu'à la décision prise au premier trimestre de 2022 de réduire le taux de production afin d'optimiser les marges, comme le dictaient les conditions du marché. Le taux d'utilisation du pétrole brut combiné pour les raffineries de Wood River et de Borger pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 s'est établi à 85 % (82 % en 2022).
- le rendement de la raffinerie de Lima, dont le taux d'utilisation du pétrole brut s'est situé à 89 % pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 (88 % en 2022), la production de pétrole brut ayant augmenté de 6,2 milliers de barils par jour comparativement à celle de la période correspondante de 2022. Cette augmentation s'explique par les problèmes d'approvisionnement en charge d'alimentation de même que par des interruptions temporaires qui ont eu lieu en 2022 et par la décision d'exploiter la raffinerie à des taux réduits au début de 2022 en raison de faibles marges de craquage sur le marché. L'augmentation enregistrée en 2023 a été annulée en partie par les interruptions de service planifiées et non planifiées susmentionnées.

L'augmentation de la production de pétrole brut a été contrebalancée en partie par une activité de révision planifiée à la raffinerie de Borger qui a eu lieu en mars et avril 2023 et par des interruptions de service temporaires non planifiées au deuxième trimestre de 2023. L'activité de révision et les interruptions de service ont eu une incidence plus grande sur la production de pétrole brut que l'activité de révision réalisée au printemps 2022.

#### **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. Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, les marges de craquage 3-2-1 à Chicago ont diminué de 33 % et de 19 %, respectivement, pour s'établir respectivement à 26,06 \$ US le baril et 27,83 \$ US le baril, comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, les marges de craquage du groupe 3 ont diminué de 4 % et de 3 %, respectivement, pour s'établir respectivement à 36,96 \$ US le baril et 33,36 \$ US le baril, comparativement aux périodes correspondantes de 2022.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, les produits des activités ordinaires ont diminué de 852 M\$ et de 4,1 G\$, respectivement, par rapport aux périodes correspondantes de 2022. Cette diminution s'explique essentiellement par la baisse des prix des produits raffinés, compensée en partie par la hausse de la production attribuable principalement à nos raffineries de Toledo et de Superior. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, les prix de référence de l'essence ont diminué de 13 % et de 19 %, respectivement, par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2022. Les prix de référence du diesel ont également chuté au cours du trimestre et depuis le début de l'exercice, soit de 34,47 \$ US et 34,30 \$ US, respectivement, comparativement aux périodes correspondantes de 2022.

La marge brute a augmenté de 611 M\$ au trimestre clos le 30 septembre de 2023 par rapport à celle de la période correspondante de 2022. Cette augmentation est en grande partie attribuable à la hausse de la production de produits raffinés, au coût moins élevé de la charge d'alimentation traitée et aux prix affaiblis pour les NIR de 7,42 \$ US le baril (8,11 \$ US le baril en 2022). La marge brute a diminué de 520 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, en raison surtout de marges de craquage sur le marché moins élevées, ce facteur étant annulé en partie par la hausse de la production.

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

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

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2023, les charges d'exploitation ont augmenté de 15 M\$ par rapport à celles de la période correspondante de 2022, principalement en raison des activités aux raffineries de Toledo et de Superior. L'augmentation s'explique par les facteurs suivants :

- augmentation des coûts des produits chimiques en raison surtout de la hausse de la consommation aux raffineries de Toledo et de Superior et des prix des produits chimiques plus élevés;
- augmentation des coûts liés à la main-d'œuvre à la raffinerie de Superior en vue de son redémarrage et de l'accroissement de sa production et augmentation des coûts de main-d'œuvre globaux liés à l'acquisition de Toledo, en partie contrebalancées par la hausse des coûts de main-d'œuvre à la raffinerie de Toledo pendant l'importante révision planifiée en 2022.
- augmentation des coûts des réparations et de la maintenance à la raffinerie de Lima.

Ces augmentations ont été contrebalancées en partie par une baisse du coût de l'énergie liée au recul des prix de référence du gaz naturel.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les charges d'exploitation ont augmenté de 147 M\$, par rapport à celles de la période correspondante de 2022, en raison des facteurs susmentionnés. Cette hausse a été contrebalancée en partie par la baisse des coûts des réparations et de l'entretien attribuables à l'importante révision planifiée à la raffinerie de Toledo aux deuxième et troisième trimestres de 2022 et à la baisse des coûts de l'énergie, principalement en raison du recul des prix de référence du gaz naturel dont il est question ci-dessus.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, les charges d'exploitation unitaires ont diminué de 2,73 \$ par baril et de 0,38 \$ par baril, respectivement, comparativement à celles des périodes correspondantes de 2022, principalement en raison de l'augmentation de la production de pétrole brut et de la baisse des coûts de l'énergie tel qu'il mentionné plus haut.

#### **(Profit) perte lié à la gestion des risques**

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, nous avons réalisé des pertes respectives de 11 M\$ et de 6 M\$ liés à la gestion des risques, respectivement, (profits de 77 M\$ et pertes de 120 M\$, respectivement, en 2022) au titre du règlement des prix de référence relatifs à nos contrats de gestion des risques. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, nous avons comptabilisé des profits latents liés à la gestion des risques respectifs de 2 M\$ et de 13 M\$, respectivement, (8 M\$ et 22 M\$, respectivement, en 2022) au titre des instruments financiers liés au pétrole brut et aux produits raffinés principalement en raison de la variation des prix de référence futurs par rapport aux prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques portant sur des périodes futures.

#### **Amortissement et épuisement**

La charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Fabrication aux États-Unis s'est établie à 109 M\$ et 314 M\$, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, comparativement à 91 M\$ et 259 M\$, respectivement, en 2022. Cette augmentation est essentiellement attribuable à l'acquisition de Toledo.

## ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

### Gestion des risques

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, les activités au titre de la gestion des risques à l'échelle de la société ont donné lieu à :

- un profit réalisé de 1 M\$ et une perte réalisée de 2 M\$, respectivement, liés à la gestion des risques aux termes des contrats de gestion des risques de change (pertes de 16 M\$ et de 23 M\$, respectivement, en 2022);
- des pertes latentes de 20 M\$ et de 71 M\$, respectivement, liées à la gestion des risques aux termes des contrats d'énergie renouvelable et des contrats de gestion des risques de change (profits de 16 M\$ et 14 M\$, respectivement, en 2022).

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2022	30 septembre	2022
	2023	2022	2023	2022
Frais généraux et frais d'administration	292	128	617	545
Charges financières	106	207	493	631
Produit d'intérêts	(33)	(21)	(100)	(44)
Coûts d'intégration et de transaction	12	27	49	79
(Profit) perte de change, montant net	133	316	7	406
(Profit) perte lié à la réévaluation	—	(549)	33	(549)
Réévaluation des paiements conditionnels	67	(109)	83	142
(Profit) perte à la sortie d'actifs	—	60	(11)	(244)
Autres (produits) charges, montant net	(22)	(59)	(42)	(467)
	555	—	1 129	499

### Frais généraux et frais d'administration

Pour les neuf premiers mois de 2023, les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été les coûts des primes d'intéressement à long terme, de la main-d'œuvre et des technologies de l'information. Les frais généraux et d'administration ont augmenté au cours du trimestre clos le 30 septembre 2023, comparativement à ceux de la période correspondante de 2022, principalement en raison de coûts liés aux primes d'intéressement à long terme plus élevés de 151 M\$ (recouvrement de 1 M\$ en 2022). Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les frais généraux et frais d'administration ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2022 en raison des coûts des technologies de l'information, des coûts d'exploitation liés à la construction, des coûts de la main-d'œuvre, des coûts de l'initiative de logement des Autochtones et des primes d'intéressement à long terme de 196 M\$ (184 M\$ en 2022).

### Charges financières

Les charges financières ont été moins élevées pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, comparativement à celles des périodes correspondantes de 2022, en raison essentiellement du rachat de titres de créance en 2022 ayant permis de diminuer la dette à long terme moyenne de la société ainsi que sa charge d'intérêts. Au troisième trimestre de 2023, nous avons racheté des titres de créance à long terme d'un capital totalisant 1,0 G\$ US, à un escompte de 84 M\$, comparativement au rachat de titres de créance à long terme d'un capital totalisant 2,2 G\$ US, à un escompte de 4 M\$ au troisième trimestre de 2022. 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 et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette s'est établi à 4,7 % (4,8 % et 4,7 %, respectivement, en 2022).

### Coûts d'intégration et de transaction

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, nous avons engagé des coûts d'intégration et de transaction de 12 M\$ et de 49 M\$, respectivement, au titre de l'acquisition de Toledo.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, nous avons engagé des coûts d'intégration et de transaction de 27 M\$ et de 79 M\$, respectivement, compte non tenu des dépenses d'investissement, en lien surtout avec l'intégration de Cenovus et de Husky Energy Inc.

### (Profit) perte de change, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2022	30 septembre	2022
(Profit) perte de change latent	59	298	(99)	419
(Profit) perte de change réalisé	74	18	106	(13)
	133	316	7	406

Au troisième trimestre de 2023, des pertes de change latentes ont été comptabilisées principalement par suite de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Pour les neuf premiers mois de 2023, des profits de change latents ont été comptabilisés principalement par suite de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Les pertes de change réalisées pour ces deux périodes de 2023 se rapportaient essentiellement au règlement de dettes à terme fixe.

### (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. Au troisième trimestre de 2022, Cenovus avait constaté des profits de réévaluation de 549 M\$ relativement à l'acquisition de Sunrise. Comme l'exige IFRS 3 Regroupements d'entreprises, lorsqu'un acquéreur obtient le contrôle par étapes, la participation précédemment détenue est réévaluée à la juste valeur à la date d'acquisition, et tout profit ou perte est comptabilisé en résultat net. Se reporter à la note 3 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 15 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 30 septembre 2023, la juste valeur du paiement variable était estimée à 295 M\$, ce qui a donné lieu à des pertes de réévaluation hors trésorerie de 67 M\$ et de 83 M\$, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 (profits de 109 M\$ pour le trimestre clos le 30 septembre 2022).

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, nous avons versé la somme de 207 M\$ au titre de cette entente. Le plus récent paiement trimestriel de 92 M\$ a été effectué le 30 octobre 2023. Les paiements sont comptabilisés à titre de flux de trésorerie liés aux activités d'investissement sans incidence sur les fonds provenant de l'exploitation ajustés. Au 30 septembre 2023, le prix à terme moyen estimatif du WCS pour la durée restante du paiement variable était d'environ 89,81 \$ le baril. Au 30 septembre 2023, les paiements restants étaient considérés comme des passifs courants. Le paiement maximal sur la durée résiduelle du contrat, soit quatre trimestres, était de 301 M\$.

Le paiement conditionnel relativement à la transaction avec ConocoPhillips liée à sa participation de 50 % dans FCCL Partnership a pris fin le 17 mai 2022, et le paiement final a eu lieu en juillet 2022.

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

Nous n'avons procédé à aucune sortie d'actif significative au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023. Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2022, nous avons comptabilisé une perte à la sortie d'actifs de 60 M\$ principalement attribuable à la cession de notre réseau de vente au détail de carburant. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, nous avons comptabilisé un profit à la sortie d'actifs de 244 M\$ en raison de la réalisation de la vente de nos actifs de Tucker et de Wembley, de la sortie d'une tranche de 12,5 % de notre participation dans le champ White Rose et ses extensions satellites ainsi que de la sortie de nos actifs du secteur de la vente au détail.

### Autres (produits) charges, montant net

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, les autres produits se sont chiffrés à 22 M\$ et à 42 M\$, respectivement (59 M\$ et 467 M\$, respectivement, en 2022). Pour les neuf premiers mois de 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 épusement

La dotation à l'amortissement et à l'épusement s'est chiffrée à 19 M\$ et à 59 M\$, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 (27 M\$ et 86 M\$, respectivement, en 2022).

## Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2023	2022	30 septembre 2023	2022
Impôt exigible				
Canada	484	187	941	1 124
États-Unis	4	(185)	4	96
Région de l'Asie-Pacifique	68	64	152	173
Autres pays	7	10	19	10
<b>Total de la charge (du produit) d'impôt exigible</b>	<b>563</b>	<b>76</b>	<b>1 116</b>	<b>1 403</b>
<b>Charge (produit) d'impôt différé</b>	<b>(2)</b>	<b>568</b>	<b>(416)</b>	<b>625</b>
	<b>561</b>	<b>644</b>	<b>700</b>	<b>2 028</b>

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, la société a comptabilisé une charge d'impôt exigible liée à l'exploitation pour tous les territoires où Cenovus exerce ses activités. La baisse de la charge d'impôt exigible pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 est attribuable à la baisse du bénéfice, comparativement à 2022. Le taux d'imposition effectif pour les neuf premiers mois de 2023 s'est établi à 17,2 % (26,4 % en 2022). Cette baisse du taux d'imposition découle surtout d'un produit d'impôt différé comptabilisé au premier trimestre de 2023 en lien avec l'augmentation de la base fiscale liée à l'acquisition de Toledo. Compte non tenu de l'incidence de l'acquisition de Toledo, le taux d'imposition effectif en 2023 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		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2023	2022	30 septembre 2023	2022
<b>Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :</b>				
Activités d'exploitation	2 738	4 089	4 442	8 433
Activités d'investissement	(1 101)	(690)	(4 015)	(1 144)
<b>Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement</b>	<b>1 637</b>	<b>3 399</b>	<b>427</b>	<b>7 289</b>
Activités de financement	(2 600)	(3 822)	(3 674)	(6 926)
Incidence des fluctuations du cours de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	58	224	(15)	258
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(905)</b>	<b>(199)</b>	<b>(3 262)</b>	<b>621</b>
			<b>30 septembre 2023</b>	<b>31 décembre 2022</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>			<b>1 262</b>	<b>4 524</b>
<b>Dettes totales</b>			<b>7 238</b>	<b>8 806</b>

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

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2023, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont chiffrés à 2,7 G\$, comparativement à 4,1 G\$ pour le trimestre correspondant de 2022. Cette diminution s'explique essentiellement par les variations du fonds de roulement hors trésorerie, contrebalancées en partie par une marge d'exploitation plus élevée. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2023, la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie s'est traduite par une diminution de la trésorerie de 641 M\$ attribuable principalement à une augmentation des comptes débiteurs, aux stocks et à une hausse de l'impôt sur le résultat en trésorerie découlant surtout de la hausse des prix des marchandises. Cette variation a été contrebalancée en partie par la hausse des comptes créditeurs attribuable surtout à l'augmentation de la production de pétrole brut. Au cours de la même période en 2022, la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie avait donné lieu à une augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 1,2 G\$.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont chiffrés à 4,4 G\$ (8,4 G\$ en 2022). Cette importante baisse est principalement attribuable à la marge d'exploitation moins élevée ainsi qu'à la baisse du fonds de roulement. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, la variation nette du fonds de roulement hors trésorerie s'est traduite par une diminution de la trésorerie de 2,1 G\$ attribuable principalement à la hausse des prix des marchandises ainsi qu'au paiement, au premier trimestre de 2023, du passif d'impôt de 1,2 G\$ au 31 décembre 2022.

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

Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont augmenté au troisième trimestre de 2023, comparativement à la période correspondante de 2022, parce que nous n'avons procédé à aucune sortie d'actifs au troisième trimestre de 2023, comparativement à la vente de notre réseau de vente au détail de carburant au troisième trimestre de 2022, ainsi qu'en raison de dépenses d'investissement plus élevées au troisième trimestre de 2023 et de la diminution du fonds de roulement hors trésorerie. Cette hausse a été annulée en partie par des coûts d'acquisition moins élevés en 2023, l'acquisition de Sunrise s'étant produite au troisième trimestre de 2022.

Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont augmenté considérablement au cours des neuf premiers mois de 2023 par rapport à la période correspondante de 2022. Cette hausse s'explique d'abord et avant tout par des dépenses d'investissement plus élevées, par la conclusion de l'acquisition de Toledo au premier trimestre de 2023 et par un produit lié à la sortie d'actifs moins élevé, ces sorties en 2022 rendant compte de la vente de notre réseau de vente au détail ainsi que de nos actifs de Tucker et de Wembley. Cette hausse a été annulée en partie par l'acquisition de Sunrise au troisième trimestre de 2022. De plus, le fonds de roulement hors trésorerie a diminué en 2023 en raison essentiellement du paiement conditionnel lié à Sunrise.

### Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Les sorties de trésorerie liées aux activités de financement ont diminué au troisième trimestre de 2023 en raison surtout du rachat d'un moins grand nombre de billets non garantis, comparativement à la période correspondante de 2022, annulé en partie par le règlement de l'obligation au titre des bons de souscription. Au troisième trimestre de 2023, nous avons racheté des billets non garantis, échéant entre 2029 et 2047, d'un montant en capital de 1,0 G\$ US, à un escompte de 84 M\$. Au troisième trimestre de 2022, nous avons racheté des billets non garantis échéant, entre 2025 et 2043, d'un montant en capital de 2,2 G\$ US, à un escompte de 4 M\$.

Les sorties de trésorerie liées aux activités de financement ont diminué au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, comparativement à la période correspondante de 2022, en raison principalement des facteurs susmentionnés conjugués aux rachats supplémentaires de titres de créance à long terme en 2022 totalisant 750 M\$ et 402 M\$ US. Cette diminution s'explique également par le prix de rachat plus élevé de nos actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique de 2022, contrebalancé en partie par la hausse des versements de dividendes sur les actions ordinaires en 2023. En 2023, nous avons versé des dividendes de base de 0,385 \$ par action ordinaire (0,245 \$ par action ordinaire en 2022).

Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2023, nous avons émis des titres de créance à court terme d'un montant net de 14 M\$ (paiement d'un montant net de 2 M\$ en 2022). Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, nous avons versé un montant net de 101 M\$ (montant net de 81 M\$ en 2022) relativement à des titres de créance à court terme.

### Fonds de roulement

Compte non tenu du paiement conditionnel, notre fonds de roulement ajusté s'élevait à 3,8 G\$ au 30 septembre 2023 (4,7 G\$ au 31 décembre 2022).

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

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

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>2 738</b>	4 089	<b>4 442</b>	8 433
(Ajouter) déduire :				
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(68)	(55)	(157)	(101)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(641)	1 193	(2 142)	(98)
<b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés</b>	<b>3 447</b>	2 951	<b>6 741</b>	8 632
Dépenses d'investissement	1 025	866	3 128	2 434
<b>Fonds provenant de l'exploitation disponibles</b>	<b>2 422</b>	2 085	<b>3 613</b>	6 198
Ajouter (déduire) :				
Dividendes de base versés sur les actions ordinaires	(264)	(205)		
Dividendes versés sur les actions privilégiées	—	(9)		
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(68)	(55)		
Remboursement du capital des contrats de location	(70)	(78)		
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(32)	(389)		
Produit de la sortie d'actifs	1	407		
<b>Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles</b>	<b>1 989</b>	1 756		

### Cible de rendement pour les actionnaires

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

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

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

Le 30 juin 2023, notre dette à long terme se chiffrait à 8,5 G\$ et notre dette nette s'établissait à 6.4 G\$. Par conséquent, notre rendement cible pour les actionnaires pour le trimestre clos le 30 septembre 2023 était de 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles du deuxième trimestre de 2,0 G\$. Par conséquent, notre rendement cible a été de 1,0 G\$. Nous avons remis aux actionnaires un montant de 361 M\$ par le truchement de rachats d'actions et un montant de 600 M\$ par le truchement du rachat de bons de souscription. Comme la valeur des rendements pour les actionnaires donnait lieu à un solde inférieur à 50 M\$, aucun dividende variable n'a été déclaré pour le quatrième trimestre.

(en millions de dollars)	Trimestres clos le		
	30 septembre 2023	30 juin 2023	31 mars 2023
<b>Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles</b>	<b>1 989</b>	505	(499)
<b>Rendement cible</b>	<b>995</b>	253	—
Déduire : Rachat d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique	<b>(361)</b>	(310)	(40)
Déduire : Paiement relatif au rachat de bons de souscription	<b>(600)</b>	—	—
<b>Montant disponible aux fins de la déclaration d'un dividende variable</b>	<b>34</b>	—	—

Le 30 septembre 2023, notre dette nette était de 6,0 G\$ et, par conséquent, nous prévoyons que notre rendement pour les actionnaires pour le trimestre clos le 31 décembre 2023 sera de 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles du quatrième trimestre.

### Emprunts à court terme

Au 30 septembre 2023, la quote-part de la société relativement à la facilité remboursable à vue non engagée de WRB s'établissait à 10 M\$ US (14 M\$ CA) (quote-part pour la société de 85 M\$ US (115M\$ CA) au 31 décembre 2022). Il n'y avait aucun prélèvement direct sur nos facilités remboursables à vue non engagées au 30 septembre 2023 et au 31 décembre 2022.

### Dette à long terme, y compris la partie courante

Au 30 septembre 2023, la dette à long terme, y compris la partie courante, s'établissait à 7,2 G\$ (8,7 G\$ au 31 décembre 2022). Cette dette comprend nos billets non garantis libellés en dollars américains totalisant 3,8 G\$ US, ou 5,1 G\$ CA (4,8 G\$ US, ou 6,5 G\$ CA au 31 décembre 2022) et nos billets non garantis libellés en dollars canadiens totalisant 2,0 G\$ (2,0 G\$ au 31 décembre 2022). La diminution de la dette à long terme est essentiellement attribuable au rachat de billets non garantis d'un capital totalisant 1,0 G\$ US au troisième trimestre de 2023, à un escompte de 84 M\$.

Au 30 septembre 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 30 septembre 2023 :

(en millions de dollars)	Échéance	Montant disponible
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	s. o.	<b>1 262</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>	s. o.	<b>1 082</b>
WRB <sup>3)</sup>	s. o.	<b>291</b>

1) Aucun montant n'avait été prélevé sur la facilité de crédit engagée au 30 septembre 2023 (néant au 31 décembre 2022).

2) Nos facilités remboursables à vue non engagées comprennent un montant de 1,7 G\$, dont une tranche de 1,4 G\$ peut être prélevée à des fins générales, la totalité du montant pouvant servir à l'émission de lettres de crédit. Au 30 septembre 2023, aucun emprunt direct n'avait été effectué (néant au 31 décembre 2022) sur ces facilités de crédit, et des lettres de crédit totalisant 353 M\$ (490 M\$ au 31 décembre 2022) avaient été émises.

3) Représente la quote-part de 225 M\$ US de Cenovus pouvant servir à combler ses besoins en fonds de roulement à court terme. Au 30 septembre 2023, un prélèvement de 10 M\$ US (14 M\$ CA) avait été effectué sur cette facilité (85 M\$ US (115 M\$ CA) au 31 décembre 2022).

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

### Prospectus préalable de base

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. Nous prévoyons renouveler le prospectus préalable de base qui viendra à échéance en novembre 2023. Au 30 septembre 2023, des émissions de 4,7 G\$ US pouvaient 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 13 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

La dette nette s'entend des emprunts à court terme et de la partie courante et de la partie non courante de la dette à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des placements à court terme. Les composantes des ratios comprennent les capitaux permanents, les fonds provenant de l'exploitation ajustés et le BAIIA ajusté. Les capitaux permanents correspondent à la dette nette plus les capitaux propres. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés, dans le contexte du ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés, correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, diminués du règlement des passifs relatifs au démantèlement et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation calculé sur une base de 12 mois. Le BAIIA ajusté, dans le contexte du ratio dette nette/BAIIA ajusté, correspond au résultat net avant les charges financières, déduction faite des intérêts capitalisés, des produits d'intérêts, de la charge (du produit) d'impôt sur le résultat, de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement, de la réduction de valeur au titre des dépenses de prospection et d'évaluation, des pertes de valeur du goodwill, de la quote-part du bénéfice ou de la perte des entreprises liées comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, des profits ou des pertes latents liés à la gestion des risques, des profits ou des pertes de change, des profits ou 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.

	30 septembre 2023	31 décembre 2022
Ratio dette nette/capitaux permanents (%)	17	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 30 septembre 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 30 septembre 2023 ont augmenté depuis le 31 décembre 2022 en raison de l'augmentation de la dette nette et de la diminution de la marge d'exploitation. Pour de plus amples renseignements sur la marge d'exploitation et la dette nette, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion.

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

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

Au 30 septembre 2023, environ 1 885,6 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 18 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.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2023	2022	30 septembre 2023	2022
Actions ordinaires rachetées aux termes de l'offre publique (en millions d'actions ordinaires) <sup>1)</sup>	14	29,1	29	96,9
Prix moyen pondéré par action ordinaire (en dollars)	26,18	22,60	24,19	22,10
Rachat d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique (en millions de dollars)	(361)	(659)	(711)	(2 143)

1) Les actions ordinaires ont par la suite été rachetées puis annulées.

Entre le 1<sup>er</sup> octobre 2023 et le 30 octobre 2023, la société a racheté un nombre supplémentaire de 3,3 millions d'actions ordinaires pour un montant de 89 M\$. Depuis le 30 octobre 2023, la société peut racheter jusqu'à 92,5 millions d'actions ordinaires de plus dans le cadre de l'offre publique en cours. L'offre publique prendra fin le 8 novembre 2023.

Le 1<sup>er</sup> novembre 2023, nous avons reçu l'autorisation du conseil d'administration de soumettre à la TSX une demande de programme d'offre publique supplémentaire. Sous réserve de l'approbation de la TSX, la société pourra racheter un maximum de 133 millions d'actions ordinaires sur une période de douze mois.

Au 30 septembre 2023, environ 7,9 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 18 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Le 14 juin 2023, nous avons racheté et annulé 45,5 millions de bons de souscription de Cenovus en circulation. Le prix pour chaque bon racheté correspondait à 22,18 \$ par action ordinaire, déduction faite du prix d'exercice du bon de 6,54 \$ par action ordinaire, pour un total de 711 M\$. Nous avons également comptabilisé des coûts de transaction de 2 M\$. Ce rachat représentait 84 % des bons de souscription de Cenovus en circulation. Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2023, nous avons remboursé un montant de 600 M\$ relativement au rachat de bons de souscription. Le montant restant doit être remboursé au plus tard le 5 janvier 2024.

Se reporter à la note 20 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)
<b>Au 30 octobre 2023</b>		
Actions ordinaires	1 883 596	s. o.
Bons de souscription de Cenovus	7 917	s. o.
Actions privilégiées de premier rang de série 1	10 740	s. o.
Actions privilégiées de premier rang de série 2	1 260	s. o.
Actions privilégiées de premier rang de série 3	10 000	s. o.
Actions privilégiées de premier rang de série 5	8 000	s. o.
Actions privilégiées de premier rang de série 7	6 000	s. o.
Options sur actions	12 922	7 646
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	19 048	1 662

#### Dividendes sur les actions ordinaires

Au troisième trimestre de 2023, nous avons versé des dividendes de base de 264 M\$, soit 0,140 \$ par action ordinaire (205 M\$, soit 0,105 \$ par action ordinaire, en 2022). Au cours des neuf premiers mois de 2023, nous avons versé des dividendes de base de 729 M\$, soit 0,385 \$ par action ordinaire (481 M\$, soit 0,245 \$ par action ordinaire, en 2022). Aucun dividende variable n'a été déclaré pour le troisième trimestre de 2023.

Le conseil a déclaré un dividende de base au quatrième trimestre de 0,140 \$ par action ordinaire, payable le 29 décembre 2023 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 décembre 2023.

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

#### Dividendes sur les actions privilégiées rachetables par anticipation à dividende cumulatif

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, des dividendes de néant et de 27 M\$, respectivement, ont été versés sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7 (9 M\$ et 26 M\$, respectivement, en 2022). La déclaration d'un dividende sur les actions privilégiées est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres. Le conseil d'administration a déclaré un dividende d'un montant de 9 M\$ pour le quatrième trimestre sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7, payable le 2 janvier 2024 aux porteurs d'actions privilégiées inscrits le 15 décembre 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 775 milliers de bep/j et 795 milliers de bep/j et que notre production unitaire de pétrole brut en aval se situe en moyenne entre 580 milliers de barils par jour et 610 milliers de barils par jour en 2023. Nos objectifs actualisés en date du 26 juillet 2023 peuvent être consultés sur notre site Web 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 25 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

Au 30 septembre 2023, le total des engagements s'élevait à 24,7 G\$ (33,0 G\$ au 31 décembre 2022), dont une tranche de 20,2 G\$ se rapporte à divers engagements liés au transport et au stockage et une tranche de 1,2 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. Le total des engagements a diminué depuis le 31 décembre 2022, essentiellement en raison de la réduction de la durée du contrat pour certains contrats d'achat de produits.

Au 30 septembre 2023, les engagements totaux de la société comprenaient des engagements conclus avec HMLP qui prévoient un montant de 2,1 G\$ pour des services à long terme liés au transport et au stockage.

Au 30 septembre 2023, les lettres de crédit en cours émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats totalisaient 353 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 conformément à notre entente de partage des profits. Nous sommes aussi entrepreneur auprès de HMLP et construisons ses installations selon le principe du recouvrement des coûts comportant certaines restrictions. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, nous avons facturé à HMLP 49 M\$ et 112 M\$, respectivement, au titre de coûts de services de construction et de gestion (56 M\$ et 133 M\$, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 et la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, nous avons engagé des coûts de 67 M\$ et de 205 M\$, respectivement, au titre de l'utilisation des réseaux pipeliniers de HMLP, ainsi que des frais de services de transport et de stockage (64 M\$ et 197 M\$, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 notes annexes aux états financiers consolidés annuels de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2022. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, aucun changement n'a été apporté à nos jugements d'importance critique pour l'application des méthodes comptables et des principales sources d'incertitude relative aux mesures.

## Adoption à venir de nouvelles normes et interprétations comptables

Un certain nombre de nouvelles normes comptables et interprétations ou des modifications de normes comptables sont entrées en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2023, mais elles ne sont pas significatives pour les activités de Cenovus. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 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 30 septembre 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 30 septembre 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 l'entreprise acquises 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 30 septembre 2023. Les produits des activités ordinaires tirés des actifs acquis auprès de BP étaient inférieurs à 7 % du total des produits des activités ordinaires de Cenovus pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023. Les charges d'exploitation attribuables aux actifs acquis auprès de BP correspondaient à environ 5 % des charges d'exploitation totales de Cenovus pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 sont convertis en bep à raison de 6 kpi3 pour un baril. Les quantités exprimées en bep peuvent être trompeuses, surtout si elles sont employées isolément. Le facteur de conversion de un baril pour 6 kpi3 se fonde sur une méthode de conversion de l'énergie qui s'applique avant tout au bec du brûleur et ne correspond pas nécessairement à l'équivalence à la tête de puits. Comme le ratio de valeur fondé sur le prix actuel du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement du facteur de conversion de l'énergie de 6:1, l'utilisation d'une conversion fondée sur un facteur de 6:1 ne donne pas une image fidèle de la valeur réellement obtenue.

## Information prospective

Le présent document contient des énoncés prospectifs et des informations prospectives (collectivement, l'« information prospective ») à propos des attentes, des estimations et des projections actuelles de la société fondées sur certaines hypothèses formulées à la lumière de l'expérience de la société et de sa perception des tendances historiques. Nous estimons que les prévisions énoncées dans cette information prospective sont raisonnables, mais rien ne garantit que ces prévisions se révéleront exactes.

L'information prospective se reconnaît à des termes comme « viser », « prévoir », « croire », « capacité », « s'engager à », « continuer », « pouvoir », « estimer », « planifier », « projeter », « s'attendre à », « accent », « prévisions », « avenir », « futur », « perspectives », « en voie de », « objectif », « possibilités », « plan », « position », « prioriser », « souhaiter », « cible », « à terme » ou des expressions analogues, y compris des déclarations à propos de ce qui suit : la valeur et les rendements pour les actionnaires; la structure de coût; les marges; le rendement en matière de sécurité; la durabilité et le leadership en matière de durabilité; l'utilisation du réseau intégré d'actifs de la société pour maximiser la valeur; la réalisation de notre stratégie; la création d'une valeur rehaussée pour les actionnaires au moyen du rachat d'actions et/ou de dividendes variables, conformément à la structure de répartition des capitaux; les émissions de GES; la charge d'intérêts; l'infrastructure; les coûts d'exploitation et du capital; les dépenses d'investissement, la répartition du capital et la structure du capital; la discipline à l'égard du capital; la création de fonds provenant de l'exploitation disponibles; la résilience; la répartition de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles; la gestion et la solidité du bilan; la souplesse dans un contexte de marchandises faibles ou élevés; le provisionnement des exigences de liquidités à court terme; la gestion de la structure du capital; les dividendes de toutes sortes; le rachat d'actions dans le cadre de l'offre publique et le renouvellement de cette offre; le remboursement intégral du prix total des bons de souscription; les réinvestissements dans l'entreprise; la diversification du portefeuille; le désendettement; les exigences de financement à court terme; le respect des obligations de paiement; le maintien des notations de crédit; l'endettement; la dette nette; le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés; le ratio dette nette/BAIIA ajusté; l'ajustement des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation; les prélèvements sur les facilités de crédit; le remboursement de la dette actuelle; l'ajustement des dividendes; le rachat d'actions ordinaires de Cenovus; l'émission de nouveaux titres de créance; l'émission de nouvelles actions; le renouvellement de notre prospectus préalable de base; le maintien des liquidités; les dépenses d'investissement; la production et les taux de production; la production unitaire ou production de pétrole brut; la constance et la fiabilité des activités de tous les actifs exploités; le rendement opérationnel; les passifs découlant de litiges; les flux de trésorerie; les résultats financiers; 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 du pétrole brut est des produits raffinés; les cibles prévues pour les cinq domaines d'intervention ESG : l'environnement et les émissions de GES, la gestion de l'eau, la biodiversité, la réconciliation avec les Autochtones de même que l'inclusion et la diversité; l'accent sur notre budget de 2023; l'intégration de l'entreprise et des actifs; l'intégration des raffineries de Toledo et de Lima; l'optimisation des taux de traitement des raffineries de la société; la réalisation de l'activité de révision planifiée à la raffinerie de Borger; la construction de puits et la première production dans la région d'Ipiatik près de Foster Creek; l'ajout de réserves supplémentaires de bitume à l'usine de Foster Creek grâce à l'acquisition de la région d'Ipiatik; l'atteinte de la pleine production à la raffinerie de Superior; l'intégration de la raffinerie de Toledo; les engagements de transport et de stockage; la mise en service du navire de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova pour la reprise de la production au champ Terra Nova au quatrième trimestre de 2023; l'avancement du projet West White Rose en vue de la première production en 2026; l'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 de la société réels pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus. L'élaboration de notre information prospective repose sur un certain nombre d'hypothèses et la prise en compte de certains risques et incertitudes qui, dans certains cas, sont propres à la société et dans d'autres, appartiennent à l'industrie en général. Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective comprennent notamment ce qui suit : les prix prévisionnels du bitume, du pétrole brut et du gaz naturel, des liquides de gaz naturel, des condensats et des produits raffinés, les écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd; la capacité de la société de réaliser les avantages et les synergies prévus associés aux acquisitions; l'exactitude de toute évaluation effectuée relativement aux acquisitions; les prévisions de la production et de la production unitaire de pétrole brut 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 bitume, de pétrole brut, de gaz naturel, de LGN, de condensats et de produits raffinés; l'instabilité politique, économique et sociale des territoires où la société exerce ses activités; l'absence d'interruptions importantes des activités, résultant entre autres du climat hostile, des désastres naturels, des accidents, de l'instabilité civile ou d'autres événements analogues; les conditions climatiques influant sur les régions où Cenovus est établie; la concrétisation de nouvelles réductions de coûts et la pérennité de ces réductions; les régimes de redevances applicables, notamment les taux de redevance prévus; les améliorations futures de la disponibilité de la capacité de transport des produits; l'augmentation du cours de l'action de la société et de sa capitalisation boursière à long terme; les

occasions de racheter des actions pour annulation à des cours acceptables pour la société; la suffisance des soldes de trésorerie, des flux de trésorerie générés à l'interne, des facilités de crédit existantes, de la gestion du portefeuille d'actifs de la société et de l'accès aux marchés financiers et aux garanties d'assurance pour rechercher et financer des investissements futurs, des plans de durabilité et de mise en valeur et le versement de dividendes, y compris toute majoration de ceux-ci; la couverture économique à l'égard du gaz naturel dont la société a besoin comme source de combustible pour ses activités liées aux sables bitumineux et de raffinage assurée par la production de son secteur Hydrocarbures classiques; la réalisation de la capacité prévue de stocker des barils non encore produits dans les réservoirs de sables bitumineux de la société, y compris la capacité de la société d'effectuer la production et de réaliser les ventes à une date ultérieure lorsque la demande aura augmenté, la capacité de transport pipelinier ou de stockage se sera améliorée et les écarts du brut auront rétréci; le fait que l'écart WTI-WCS en Alberta reste en grande partie lié à des facteurs liés à l'offre à l'échelle mondiale et à la capacité de traitement du pétrole brut; l'atténuation de l'incidence d'un élargissement éventuel des écarts sur une partie des volumes de pétrole brut WCS de la société grâce à sa capacité de raffinage, à ses installations de stockage dynamique, à ses engagements pipeliniers existants, à sa capacité de transport ferroviaire et à ses opérations de couverture financière; la capacité de la société d'obtenir une production de ses installations de sables bitumineux sans contrainte; les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; l'exactitude des estimations et des jugements comptables; la capacité de la société d'obtenir les approbations nécessaires de la part des autorités de réglementation et des partenaires; la réalisation fructueuse, rentable et dans les délais des projets d'immobilisations, des programmes de mise en valeur ou de leurs étapes; la capacité de la société de s'acquitter de ses obligations présentes et futures; les coûts estimatifs d'abandon et de remise en état, notamment les droits et les règlements s'y rapportant; la capacité de la société à attirer et à maintenir en poste du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; la capacité de la société à conclure des acquisitions et des cessions et à obtenir les modalités de transaction souhaitées selon le calendrier prévu; l'exactitude des scénarios et des hypothèses climatiques, y compris les données de tiers sur lesquelles la société s'appuie; la capacité d'accéder à toutes les technologies et à tous les équipements nécessaires pour atteindre les résultats futurs attendus, y compris en ce qui concerne les cibles et les ambitions en matière de climat et d'émissions de GES, ainsi que la viabilité commerciale et l'évolutivité des stratégies de réduction des émissions et des technologies et produits connexes; la collaboration avec les gouvernements, l'Alliance nouvelles voies et d'autres organismes du secteur; la concordance des prix réalisés du WCS et des prix du WCS utilisés dans le calcul du paiement variable à BP Canada; les conditions commerciales et du marché; l'inflation prévue et d'autres hypothèses inhérentes aux indications pour 2023 de la société présentées sur le site Web de Cenovus, au cenovus.com, et plus loin dans le présent document; la disponibilité d'entreprises détenues ou exploitées par des Autochtones et la capacité de la société d'y avoir recours; et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents que la société dépose auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières.

Les indications pour 2023, datées du 26 juillet 2023, et qui peuvent être consultées au cenovus.com, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent de 76,00 \$ US le baril, prix du WTI de 71,00 \$ US le baril; prix du WCS de 54,50 \$ US le baril; écart WTI-WCS de 16,50 \$ US le baril; prix du gaz naturel AECO de 2,90 \$ le millier de pieds cubes; marge de craquage 3-2-1 à Chicago de 26,50 \$ US le baril; et taux de change de 0,75 \$ US/\$ CA.

Parmi les facteurs de risque et les incertitudes susceptibles de faire différer sensiblement les résultats réels de la société de l'information prospective figurent notamment les suivants : l'incidence de la pandémie de COVID-19 et de ses variants sur les activités de la société, y compris les restrictions, confinements et mesures de traitement connexes prises par les différents pouvoirs 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 [sedarplus.com](http://sedarplus.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
kb/j	millier de barils par jour	Mpi <sup>3</sup>	million de pieds cubes	kbep	millier de barils d'équivalent de pétrole
WTI	West Texas Intermediate	Mpi <sup>3</sup> /j	million de pieds cubes par jour	kbep/j	millier de barils d'équivalent de pétrole par jour
WCS	Western Canadian Select			OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
				OPEP et un groupe de 10 pays producteurs non membres de l'OPEP	
				OPEP+	
				GES	gaz à effet de serre
				AECO	Alberta Energy Company
				offre publique	offre publique de rachat dans le cours normal des activités
				NYMEX	New York Mercantile Exchange
				DGMV	drainage par gravité au moyen de la vapeur

## MESURES FINANCIÈRES DÉTERMINÉES

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

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

### Marge d'exploitation

La marge d'exploitation et la marge d'exploitation par actif sont des mesures hors PCGR et la marge d'exploitation des 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 30 septembre							
	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 <sup>2)</sup>	8 783	10 250	9 658	10 873	18 441	21 123		
Déduire : Redevances	1 135	1 226	—	—	1 135	1 226		
	7 648	9 024	9 658	10 873	17 306	19 897		
<b>Charges</b>								
Marchandises achetées <sup>2)</sup>	900	2 383	7 947	9 680	8 847	12 063		
Transport et fluidification <sup>2)</sup>	2 397	2 826	—	—	2 397	2 826		
Charges d'exploitation	914	915	778	780	1 692	1 695		
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(10)	51	11	(77)	1	(26)		
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>3 447</b>	<b>2 849</b>	<b>922</b>	<b>490</b>	<b>4 369</b>	<b>3 339</b>		

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre							
	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 <sup>2)</sup>	23 285	32 891	24 222	29 708	47 507	62 599		
Déduire : Redevances	2 368	3 993	—	—	2 368	3 993		
	20 917	28 898	24 222	29 708	45 139	58 606		
<b>Charges</b>								
Marchandises achetées <sup>2)</sup>	2 489	5 662	20 385	25 416	22 874	31 078		
Transport et fluidification <sup>2)</sup>	8 194	9 317	—	—	8 194	9 317		
Charges d'exploitation	2 826	2 834	2 375	2 291	5 201	5 125		
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(7)	1 485	6	120	(1)	1 605		
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>7 415</b>	<b>9 600</b>	<b>1 456</b>	<b>1 881</b>	<b>8 871</b>	<b>11 481</b>		

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

2) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 26 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2023 <sup>(1)</sup>			Trimestre clos le 30 juin 2023 <sup>(1)</sup>			Semestre clos le 30 juin 2023 <sup>(1)</sup>		
	Secteurs en amont	Secteurs en aval	Total	Secteurs en amont	Secteurs en aval	Total	Secteurs en amont	Secteurs en aval	Total
	<b>Produits des activités ordinaires</b>								
Chiffre d'affaires brut	7 217	7 137	14 354	7 285	7 427	14 712	14 502	14 564	29 066
Déduire : Redevances	596	—	596	637	—	637	1 233	—	1 233
	6 621	7 137	13 758	6 648	7 427	14 075	13 269	14 564	27 833
<b>Charges</b>									
Marchandises achetées	838	5 991	6 829	751	6 447	7 198	1 589	12 438	14 027
Transport et fluidification	3 027	—	3 027	2 770	—	2 770	5 797	—	5 797
Charges d'exploitation	1 029	754	1 783	883	843	1 726	1 912	1 597	3 509
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	16	1	17	(13)	(6)	(19)	3	(5)	(2)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>1 711</b>	<b>391</b>	<b>2 102</b>	<b>2 257</b>	<b>143</b>	<b>2 400</b>	<b>3 968</b>	<b>534</b>	<b>4 502</b>

(en millions de dollars)	2022													
	Secteurs en amont						Secteurs en aval							
	Trimestres clos				Cumul annuel		Trimestres clos				Cumul annuel			
	T1	T2	T3	T4	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T2	T3	T4
<b>Produits des activités ordinaires</b>														
Chiffre d'affaires brut <sup>(1)</sup>	10 922	11 719	10 250	8 251	22 641	32 891	41 142	8 116	10 719	10 873	8 302	18 835	29 708	38 010
Déduire : Redevances	1 185	1 582	1 226	875	2 767	3 993	4 868	—	—	—	—	—	—	—
	9 737	10 137	9 024	7 376	19 874	28 898	36 274	8 116	10 719	10 873	8 302	18 835	29 708	38 010
<b>Charges</b>														
Marchandises achetées <sup>(1)</sup>	1 818	1 461	2 383	1 079	3 279	5 662	6 741	6 817	8 919	9 680	6 993	15 736	25 416	32 409
Frais de transport et fluidification <sup>(1)</sup>	3 219	3 272	2 826	2 984	6 491	9 317	12 301	—	—	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	909	1 010	915	955	1 919	2 834	3 789	645	866	780	759	1 511	2 291	3 050
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	871	563	51	134	1 434	1 485	1 619	110	87	(77)	(8)	197	120	112
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>2 920</b>	<b>3 831</b>	<b>2 849</b>	<b>2 224</b>	<b>6 751</b>	<b>9 600</b>	<b>11 824</b>	<b>544</b>	<b>847</b>	<b>490</b>	<b>558</b>	<b>1 391</b>	<b>1 881</b>	<b>2 439</b>

(en millions de dollars)	2022							
	Total							
	Trimestres clos				Cumul annuel			
	T1	T2	T3	T4	T2	T3	T4	T4
<b>Produits des activités ordinaires</b>								
Chiffre d'affaires brut <sup>(1)</sup>	19 038	22 438	21 123	16 553	41 476	62 599	79 152	
Déduire : Redevances	1 185	1 582	1 226	875	2 767	3 993	4 868	
	17 853	20 856	19 897	15 678	38 709	58 606	74 284	
<b>Charges</b>								
Marchandises achetées <sup>(1)</sup>	8 635	10 380	12 063	8 072	19 015	31 078	39 150	
Frais de transport et fluidification <sup>(1)</sup>	3 219	3 272	2 826	2 984	6 491	9 317	12 301	
Charges d'exploitation	1 554	1 876	1 695	1 714	3 430	5 125	6 839	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	981	650	(26)	126	1 631	1 605	1 731	
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>3 464</b>	<b>4 678</b>	<b>3 339</b>	<b>2 782</b>	<b>8 142</b>	<b>11 481</b>	<b>14 263</b>	

(1) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 26 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

2021

(en millions de dollars)	Secteurs en amont				Secteurs en aval			
	Trimestres clos		Cumul annuel		Trimestres clos		Cumul annuel	
	T3	T4	T3	T4	T3	T4	T3	T4
<b>Produits des activités ordinaires</b>								
Chiffre d'affaires brut <sup>1)</sup>	7 375	8 258	19 667	27 925	7 422	8 010	18 248	26 258
Déduire : Redevances	733	815	1 639	2 454	—	—	—	—
	6 642	7 443	18 028	25 471	7 422	8 010	18 248	26 258
<b>Charges</b>								
Marchandises achetées <sup>1)</sup>	1 074	1 198	2 861	4 059	6 600	7 223	15 888	23 111
Frais de transport et fluidification <sup>1)</sup>	2 158	2 620	6 175	8 795	—	—	—	—
Charges d'exploitation	800	865	2 376	3 241	537	689	1 569	2 258
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	168	202	586	788	17	56	48	104
<b>Marge d'exploitation</b>	2 442	2 558	6 030	8 588	268	42	743	785

(en millions de dollars)	2021			
	Total			
	Trimestres clos		Cumul annuel	
	T3	T4	T3	T4
<b>Produits des activités ordinaires</b>				
Chiffre d'affaires brut <sup>1)</sup>	14 797	16 268	37 915	54 183
Déduire : Redevances	733	815	1 639	2 454
	14 064	15 453	36 276	51 729
<b>Charges</b>				
Marchandises achetées <sup>1)</sup>	7 674	8 421	18 749	27 170
Frais de transport et fluidification <sup>1)</sup>	2 158	2 620	6 175	8 795
Charges d'exploitation	1 337	1 554	3 945	5 499
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	185	258	634	892
<b>Marge d'exploitation</b>	2 710	2 600	6 773	9 373

### Marge d'exploitation par actif

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2023			Période de neuf mois close le 30 septembre 2023		
	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière <sup>1)</sup>	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière <sup>1)</sup>
	<b>Produits des activités ordinaires</b>					
Chiffre d'affaires brut	78	324	402	232	871	1 103
Déduire : Redevances	2	24	26	11	54	65
	76	300	376	221	817	1 038
<b>Charges</b>						
Transport et fluidification	—	—	—	9	—	9
Charges d'exploitation	47	29	76	190	91	281
<b>Marge d'exploitation</b>	29	271	300	22	726	748

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

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

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

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

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés constituent une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur pétrolier et gazier qui permet d'évaluer la capacité d'une entreprise de financer ses programmes d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières, dans leur ensemble et par action. Ils s'entendent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte non tenu du règlement des passifs relatifs au démantèlement et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. Les éléments hors trésorerie du fonds de roulement sont composés des débiteurs, des produits à recevoir, de l'impôt sur le résultat à recouvrer, des stocks (exclusion faite des réductions de valeur hors trésorerie des stocks et de leur reprise), des créditeurs, des charges à payer et du passif d'impôt. Les fonds provenant de l'exploitation de base ajustés par action correspondent aux fonds provenant de l'exploitation ajustés divisés par le nombre moyen pondéré d'actions de base en circulation. Les fonds provenant de l'exploitation dilués ajustés par action correspondent aux fonds provenant de l'exploitation ajustés divisés par le nombre moyen pondéré d'actions dilués en circulation.

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

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2022	30 septembre	2022
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 738	4 089	4 442	8 433
(Ajouter) déduire :				
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(68)	(55)	(157)	(101)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(641)	1 193	(2 142)	(98)
<b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés</b>	<b>3 447</b>	<b>2 951</b>	<b>6 741</b>	<b>8 632</b>
Dépenses d'investissement	1 025	866	3 128	2 434
<b>Fonds provenant de l'exploitation disponibles</b>	<b>2 422</b>	<b>2 085</b>	<b>3 613</b>	<b>6 198</b>
Ajouter (déduire) :				
Dividendes de base versés sur les actions ordinaires	(264)	(205)		
Dividendes versés sur les actions privilégiées	—	(9)		
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(68)	(55)		
Remboursement du capital des contrats de location	(70)	(78)		
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(32)	(389)		
Produit de la sortie d'actifs	1	407		
<b>Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles</b>	<b>1 989</b>	<b>1 756</b>		

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

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

## Fabrication au Canada

Trimestre clos le 30 septembre 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	1 573	325	1 898	(93)	1 805
Marchandises achetées	1 357	250	1 607	(127)	1 480
<b>Marge brute</b>	<b>216</b>	<b>75</b>	<b>291</b>	<b>34</b>	<b>325</b>

Données d'exploitation					
	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster		
Production de pétrole brut (kb/j)	80,6	27,8	108,4		
Marge de raffinage (\$/b)	29,12	29,30	29,17		

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

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

Trimestre clos le 30 septembre 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	998	387	1 385	783	2 168
Marchandises achetées	747	286	1 033	717	1 750
<b>Marge brute</b>	<b>251</b>	<b>101</b>	<b>352</b>	<b>66</b>	<b>418</b>

Données d'exploitation					
	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster		
Production de pétrole brut (kb/j)	71,3	27,2	98,5		
Marge de raffinage (\$/b)	38,33	40,33	38,88		

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.

Période de neuf mois close le 30 septembre 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	4 177	739	4 916	(240)	4 676
Marchandises achetées	3 484	511	3 995	(339)	3 656
<b>Marge brute</b>	<b>693</b>	<b>228</b>	<b>921</b>	<b>99</b>	<b>1 020</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)	72,9	27,9	100,8		
Marge de raffinage (\$/b)	34,82	29,98	33,48		

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

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

Période de neuf mois close le 30 septembre 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	2 917	816	3 733	2 287	6 020
Marchandises achetées	2 344	639	2 983	2 082	5 065
<b>Marge brute</b>	<b>573</b>	<b>177</b>	<b>750</b>	<b>205</b>	<b>955</b>

Données d'exploitation					
(en millions de dollars)	Usine de valorisation de Lloydminster	Raffinerie de Lloydminster	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster		
Production de pétrole brut lourd (kb/j)	68,8	23,7	92,5		
<b>Marge de raffinage (\$/b)</b>	<b>30,49</b>	<b>27,38</b>	<b>29,69</b>		

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		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2023	2022	30 septembre 2023	2022
Produits des activités ordinaires <sup>1)</sup>	7 853	8 705	19 546	23 688
Marchandises achetées <sup>1)</sup>	6 467	7 930	16 729	20 351
<b>Marge brute</b>	<b>1 386</b>	<b>775</b>	<b>2 817</b>	<b>3 337</b>
<b>Production unitaire de pétrole brut (kb/j)</b>	<b>555,9</b>	<b>435,0</b>	<b>453,3</b>	<b>405,3</b>
<b>Marge de raffinage (\$/b)</b>	<b>27,10</b>	<b>18,98</b>	<b>22,77</b>	<b>29,94</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 qui sert à calculer les charges d'amortissement et d'épuisement unitaires de production pour nos secteurs en amont. Nous définissons les charges d'amortissement et d'épuisement unitaires comme la somme de l'épuisement relatif à la production de pétrole brut et aux biens gaziers au sein des secteurs en amont et des coûts de mise hors service des actifs s'y rattachant divisée par les volumes de vente.

## Rapprochements des prix nets opérationnels

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

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

### Sables bitumineux

Trimestre clos le 30 septembre 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						Total – Sables bitumineux
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux <sup>1)</sup>	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	
Chiffre d'affaires brut	1 798	1 936	456	998	5 188	1	5 189
Redevances	375	603	22	81	1 081	1	1 082
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	192	122	58	36	408	—	408
Charges d'exploitation	198	197	75	218	688	2	690
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>1 033</b>	<b>1 014</b>	<b>301</b>	<b>663</b>	<b>3 011</b>	<b>(2)</b>	<b>3 009</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							(6)
<b>Marge d'exploitation</b>							<b>3 015</b>

Trimestre clos le 30 septembre 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements			Total – Sables bitumineux <sup>3)</sup>
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres <sup>2)</sup>	Total – Sables bitumineux <sup>3)</sup>	
Chiffre d'affaires brut	5 189	1 889	398	95	7 571	
Redevances	1 082	—	—	—	1 082	
Marchandises achetées	—	—	398	64	462	
Transport et fluidification	408	1 889	—	27	2 324	
Charges d'exploitation	690	—	—	(2)	688	
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>3 009</b>	—	—	6	<b>3 015</b>	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(6)	—	—	—	(6)	
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>3 015</b>	—	—	6	<b>3 021</b>	

Trimestre clos le 30 septembre 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						Total – Sables bitumineux
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux <sup>1)</sup>	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	
Chiffre d'affaires brut	1 486	1 847	218	929	4 480	4	4 484
Redevances	432	594	18	82	1 126	4	1 130
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	199	137	36	38	410	—	410
Charges d'exploitation	224	209	49	229	711	4	715
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>631</b>	<b>907</b>	<b>115</b>	<b>580</b>	<b>2 233</b>	<b>(4)</b>	<b>2 229</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							42
<b>Marge d'exploitation</b>							<b>2 187</b>

Trimestre clos le 30 septembre 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements			Total – Sables bitumineux <sup>3), 4)</sup>
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources <sup>4)</sup>	Autres <sup>2)</sup>	Total – Sables bitumineux <sup>3), 4)</sup>	
Chiffre d'affaires brut	4 484	2 333	1 868	79	8 764	
Redevances	1 130	—	—	6	1 136	
Marchandises achetées	—	—	1 868	51	1 919	
Transport et fluidification	410	2 333	—	15	2 758	
Charges d'exploitation	715	—	—	(26)	689	
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>2 229</b>	—	—	33	<b>2 262</b>	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	42	—	—	—	42	
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>2 187</b>	—	—	33	<b>2 220</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 états financiers consolidés intermédiaires.

4) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 26 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

Période de neuf mois close le 30 septembre 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	4 035	4 401	941	2 430	11 807	6	11 813
Redevances	783	1 190	42	199	2 214	4	2 218
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	619	411	157	114	1 301	—	1 301
Charges d'exploitation	608	562	229	681	2 080	8	2 088
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>2 025</b>	<b>2 238</b>	<b>513</b>	<b>1 436</b>	<b>6 212</b>	<b>(6)</b>	<b>6 206</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							(7)
<b>Marge d'exploitation</b>							<b>6 213</b>

Période de neuf mois close le 30 septembre 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements			Total – Sables bitumineux <sup>3)</sup>
	Total – Sables bitumineux		Condensats	Tierces sources	Autres <sup>2)</sup>	
Chiffre d'affaires brut	11 813		6 578	1 043	281	19 715
Redevances	2 218		—	—	—	2 218
Marchandises achetées	—		—	1 043	188	1 231
Transport et fluidification	1 301		6 578	—	86	7 965
Charges d'exploitation	2 088		—	—	13	2 101
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>6 206</b>		—	—	(6)	<b>6 200</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(7)		—	—	—	(7)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>6 213</b>		—	—	(6)	<b>6 207</b>

Période de neuf mois close le 30 septembre 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	5 441	6 498	728	3 222	15 889	14	15 903
Redevances	1 445	1 900	46	302	3 693	5	3 698
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	559	431	93	110	1 193	—	1 193
Charges d'exploitation	676	677	133	703	2 189	17	2 206
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>2 761</b>	<b>3 490</b>	<b>456</b>	<b>2 107</b>	<b>8 814</b>	<b>(8)</b>	<b>8 806</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							1 468
<b>Marge d'exploitation</b>							<b>7 338</b>

Période de neuf mois close le 30 septembre 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements			Total – Sables bitumineux <sup>3),4)</sup>
	Total – Sables bitumineux		Condensats	Tierces sources <sup>4)</sup>	Autres <sup>2)</sup>	
Chiffre d'affaires brut	15 903		7 892	3 987	248	28 030
Redevances	3 698		—	—	11	3 709
Marchandises achetées	—		—	3 987	215	4 202
Transport et fluidification	1 193		7 892	—	29	9 114
Charges d'exploitation	2 206		—	—	(9)	2 197
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>8 806</b>		—	—	2	<b>8 808</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	1 468		—	—	—	1 468
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>7 338</b>		—	—	2	<b>7 340</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 états financiers consolidés intermédiaires.
- 4) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 26 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

## Hydrocarbures classiques

Trimestre clos le 30 septembre 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements		Hydrocarbures classiques <sup>2)</sup>
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres <sup>1)</sup>		
Chiffre d'affaires brut	330	438	42		810
Redevances	26	—	1		27
Marchandises achetées	—	438	—		438
Transport et fluidification	44	—	29		73
Charges d'exploitation	144	—	6		150
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>116</b>	<b>—</b>	<b>6</b>		<b>122</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(4)	—	—		(4)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>120</b>	<b>—</b>	<b>6</b>		<b>126</b>

Trimestre clos le 30 septembre 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements		Hydrocarbures classiques <sup>2), 3)</sup>
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources <sup>3)</sup>	Autres <sup>1)</sup>		
Chiffre d'affaires brut	512	464	60		1 036
Redevances	68	—	—		68
Marchandises achetées	—	464	—		464
Transport et fluidification	29	—	35		64
Charges d'exploitation	137	—	4		141
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>278</b>	<b>—</b>	<b>21</b>		<b>299</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	9	—	—		9
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>269</b>	<b>—</b>	<b>21</b>		<b>290</b>

Période de neuf mois close le 30 septembre 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements		Hydrocarbures classiques <sup>2)</sup>
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres <sup>1)</sup>		
Chiffre d'affaires brut	1 059	1 258	150		2 467
Redevances	85	—	—		85
Marchandises achetées	—	1 258	—		1 258
Transport et fluidification	128	—	92		220
Charges d'exploitation	429	—	15		444
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>417</b>	<b>—</b>	<b>43</b>		<b>460</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—		—
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>417</b>	<b>—</b>	<b>43</b>		<b>460</b>

Période de neuf mois close le 30 septembre 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements		Hydrocarbures classiques <sup>2), 3)</sup>
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources <sup>3)</sup>	Autres <sup>1)</sup>		
Chiffre d'affaires brut	1 683	1 460	143		3 286
Redevances	228	—	—		228
Marchandises achetées	—	1 460	—		1 460
Transport et fluidification	100	—	91		191
Charges d'exploitation	385	—	18		403
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>970</b>	<b>—</b>	<b>34</b>		<b>1 004</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	9	8	—		17
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>961</b>	<b>(8)</b>	<b>34</b>		<b>987</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 états financiers consolidés intermédiaires.

3) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 26 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

## Production extracôtière

Trimestre clos le 30 septembre 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Total – production extracôtière <sup>3)</sup>
	Région de l'Atlantique	Chine	Indonésie <sup>1)</sup>	Total – Région de l'Asie-Pacifique	Total – production extracôtière	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence <sup>1)</sup>	Autres <sup>2)</sup>	
Chiffre d'affaires brut	78	324	74	398	476	(74)	—	402
Redevances	2	24	15	39	41	(15)	—	26
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	—	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	47	27	15	42	89	(12)	(1)	76
<b>Prix net opérationnel</b> (Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	29	273	44	317	346	(47)	1	300
<b>Marge d'exploitation</b>					346	(47)	1	300

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

Période de neuf mois close le 30 septembre 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Total – production extracôtière <sup>3)</sup>
	Région de l'Atlantique	Chine	Indonésie <sup>1)</sup>	Total – Région de l'Asie-Pacifique	Total – production extracôtière	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence <sup>1)</sup>	Autres <sup>2)</sup>	
Chiffre d'affaires brut	232	871	226	1 097	1 329	(226)	—	1 103
Redevances	11	54	56	110	121	(56)	—	65
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	9	—	—	—	9	—	—	9
Charges d'exploitation	168	82	41	123	291	(32)	22	281
<b>Prix net opérationnel</b> (Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	44	735	129	864	908	(138)	(22)	748
<b>Marge d'exploitation</b>					908	(138)	(22)	748

Période de neuf mois close le 30 septembre 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Total – production extracôtière <sup>3)</sup>
	Région de l'Atlantique	Chine	Indonésie <sup>1)</sup>	Total – Région de l'Asie-Pacifique	Total – production extracôtière	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence <sup>1)</sup>	Autres <sup>2)</sup>	
Chiffre d'affaires brut	492	1 083	194	1 277	1 769	(194)	—	1 575
Redevances	(4)	60	89	149	145	(89)	—	56
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	12	—	—	—	12	—	—	12
Charges d'exploitation	127	75	34	109	236	(21)	19	234
<b>Prix net opérationnel</b> (Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	357	948	71	1 019	1 376	(84)	(19)	1 273
<b>Marge d'exploitation</b>					1 376	(84)	(19)	1 273

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

2) Se rapportent aux dépenses liées au projet d'expansion de West White Rose.

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

*Volumes de vente en amont<sup>1)</sup>*

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

(kpep/j)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
<b>Sables bitumineux</b>				
Foster Creek	197,6	180,7	185,6	190,9
Christina Lake	229,4	247,2	232,9	247,8
Sunrise	51,2	29,7	46,1	26,3
Autres – Sables bitumineux	119,0	120,4	119,5	118,8
<b>Total – Sables bitumineux</b>	<b>597,2</b>	<b>578,0</b>	<b>584,1</b>	<b>583,8</b>
<b>Hydrocarbures classiques</b>	<b>127,2</b>	<b>126,2</b>	<b>118,5</b>	<b>128,0</b>
<b>Ventes avant déduction de la consommation interne</b>	<b>724,4</b>	<b>704,2</b>	<b>702,6</b>	<b>711,8</b>
<b>Déduire : Consommation interne<sup>2)</sup></b>	<b>(87,9)</b>	<b>(80,7)</b>	<b>(88,5)</b>	<b>(84,3)</b>
<b>Ventes après déduction de la consommation interne</b>	<b>636,5</b>	<b>623,5</b>	<b>614,1</b>	<b>627,5</b>
<b>Production extracôtière</b>				
Région de l'Atlantique	7,8	7,8	7,8	12,6
Région de l'Asie-Pacifique				
Chine	43,8	45,4	39,4	48,6
Indonésie	13,7	10,1	14,1	9,7
Asie-Pacifique – Total	57,5	55,5	53,5	58,3
<b>Total – production extracôtière</b>	<b>65,3</b>	<b>63,3</b>	<b>61,3</b>	<b>70,9</b>
<b>Total – volumes de vente</b>	<b>701,8</b>	<b>686,8</b>	<b>675,4</b>	<b>698,4</b>

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

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

Les prix opérationnels nets pour les trimestres clos le 31 mars 2023, le 30 juin 2023 et le 31 décembre 2022 ainsi que l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont été révisés ci-dessous. Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certains reclassements. Pour un complément d'information, se reporter à la note 26 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

### Sables bitumineux

Trimestre clos le 31 mars 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres
Chiffre d'affaires brut	2 888	2 445	294	80	5 707	2 445	294	80
Redevances	516	—	—	—	516	—	—	—
Marchandises achetées	—	—	294	61	355	—	294	61
Transport et fluidification	470	2 445	—	26	2 941	2 445	—	26
Activités d'exploitation	729	—	—	8	737	—	—	8
<b>Prix nets opérationnels</b>	<b>1 173</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>(15)</b>	<b>1 158</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>(15)</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	7	—	—	1	8	—	—	1
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>1 166</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>(16)</b>	<b>1 150</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>(16)</b>

Trimestre clos le 30 juin 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres
Chiffre d'affaires brut	3 736	2 244	351	106	6 437	2 244	351	106
Redevances	621	—	—	(1)	620	—	—	(1)
Marchandises achetées	—	—	351	63	414	—	351	63
Transport et fluidification	424	2 244	—	32	2 700	2 244	—	32
Activités d'exploitation	669	—	—	7	676	—	—	7
<b>Prix nets opérationnels</b>	<b>2 022</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>5</b>	<b>2 027</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>5</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(8)	—	—	(1)	(9)	—	—	(1)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>2 030</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>6</b>	<b>2 036</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>6</b>

Trimestre clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres
Chiffre d'affaires brut	3 706	2 415	422	110	6 653	2 415	422	110
Redevances	784	—	—	—	784	—	—	—
Marchandises achetées	—	—	422	94	516	—	422	94
Transport et fluidification	493	2 415	—	14	2 922	2 415	—	14
Activités d'exploitation	735	—	—	(2)	733	—	—	(2)
<b>Prix nets opérationnels</b>	<b>1 694</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>4</b>	<b>1 698</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>4</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	59	—	—	—	59	—	—	—
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>1 635</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>4</b>	<b>1 639</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>4</b>

Exercice clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres
Chiffre d'affaires brut	19 609	10 307	4 409	358	34 683	10 307	4 409	358
Redevances	4 482	—	—	11	4 493	—	—	11
Marchandises achetées	—	—	4 409	309	4 718	—	4 409	309
Transport et fluidification	1 686	10 307	—	43	12 036	10 307	—	43
Activités d'exploitation	2 941	—	—	(11)	2 930	—	—	(11)
<b>Prix nets opérationnels</b>	<b>10 500</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>6</b>	<b>10 506</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>6</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	1 527	—	—	—	1 527	—	—	—
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>8 973</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>6</b>	<b>8 979</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>6</b>

## Hydrocarbures classiques

Trimestre clos le 31 mars 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Hydrocarbures classiques
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres	
Chiffre d'affaires brut	491	483	63	1 037
Redevances	54	—	—	54
Marchandises achetées	—	483	—	483
Transport et fluidification	45	—	36	81
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 30 juin 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Hydrocarbures classiques
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres	
Chiffre d'affaires brut	238	337	45	620
Redevances	5	—	(1)	4
Marchandises achetées	—	337	—	337
Transport et fluidification	39	—	27	66
Charges d'exploitation	139	—	5	144
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>55</b>	<b>—</b>	<b>14</b>	<b>69</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(4)	—	—	(4)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>59</b>	<b>—</b>	<b>14</b>	<b>73</b>

Trimestre clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Hydrocarbures classiques
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres	
Chiffre d'affaires brut	555	563	35	1 153
Redevances	69	—	1	70
Marchandises achetées	—	563	—	563
Transport et fluidification	47	—	12	59
Charges d'exploitation	135	—	3	138
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>304</b>	<b>—</b>	<b>19</b>	<b>323</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	75	—	—	75
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>229</b>	<b>—</b>	<b>19</b>	<b>248</b>

Exercice clos le 31 décembre 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Hydrocarbures classiques
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres	
Chiffre d'affaires brut	2 238	2 023	178	4 439
Redevances	297	—	1	298
Marchandises achetées	—	2 023	—	2 023
Transport et fluidification	147	—	103	250
Charges d'exploitation	520	—	21	541
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>1 274</b>	<b>—</b>	<b>53</b>	<b>1 327</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	84	8	—	92
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>1 190</b>	<b>(8)</b>	<b>53</b>	<b>1 235</b>

## Modifications apportées aux résultats des périodes comparatives

Certaines données comparatives figurant dans les états consolidés des résultats et dans les informations sectorielles ont été modifiées.

### Révisions relatives au classement

Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2023, la société a apporté des modifications pour assurer le traitement cohérent des ventes intersectorielles et pour corriger l'élimination de ces transactions à la consolidation. Les modifications suivantes ont été apportées :

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

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

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

### Modification des secteurs à présenter

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

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2023		
	Montant présenté antérieurement	Révisions	Solde modifié
<b>Sables bitumineux</b>			
Chiffre d'affaires brut <sup>1)</sup>	5 911	(204)	<b>5 707</b>
Marchandises achetées <sup>1)</sup>	559	(204)	<b>355</b>
	<u>5 352</u>	<u>—</u>	<u><b>5 352</b></u>
<b>Hydrocarbures classiques</b>			
Chiffre d'affaires brut <sup>1)</sup>	1 031	6	<b>1 037</b>
Marchandises achetées <sup>1)</sup>	510	(27)	<b>483</b>
Transport et fluidification	48	33	<b>81</b>
	<u>473</u>	<u>—</u>	<u><b>473</b></u>
<b>Fabrication aux États-Unis</b>			
Chiffre d'affaires brut <sup>1)</sup>	5 860	(231)	<b>5 629</b>
Marchandises achetées <sup>1)</sup>	5 129	(231)	<b>4 898</b>
	<u>731</u>	<u>—</u>	<u><b>731</b></u>
<b>Secteur Activités non sectorielles et éliminations</b>			
Chiffre d'affaires brut <sup>1)</sup>	(1 925)	429	<b>(1 496)</b>
Marchandises achetées <sup>1)</sup>	(1 499)	479	<b>(1 020)</b>
Transport et fluidification	(141)	(134)	<b>(275)</b>
Charges d'exploitation	(231)	84	<b>(147)</b>
	<u>(54)</u>	<u>—</u>	<u><b>(54)</b></u>
<b>Chiffres consolidés</b>			
Marchandises achetées	5 792	17	<b>5 809</b>
Transport et fluidification	2 853	(101)	<b>2 752</b>
Charges d'exploitation	1 552	84	<b>1 636</b>
	<u>2 661</u>	<u>—</u>	<u><b>2 661</b></u>

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

	Trimestre clos le 30 juin 2023			Semestres clos le 30 juin 2023		
	Montant présenté antérieure- ment	Révisions	Solde modifié	Montant présenté antérieure- ment	Révisions	Solde modifié
(en millions de dollars)						
Sables bitumineux						
Chiffre d'affaires brut	6 556	(119)	<b>6 437</b>	12 467	(323)	<b>12 144</b>
Marchandises achetées	533	(119)	<b>414</b>	1 092	(323)	<b>769</b>
	<u>6 032</u>	<u>—</u>	<u><b>6 023</b></u>	<u>11 375</u>	<u>—</u>	<u><b>11 375</b></u>
Hydrocarbures classiques						
Chiffre d'affaires brut	615	5	<b>620</b>	1 646	11	<b>1 657</b>
Marchandises achetées	352	(15)	<b>337</b>	862	(42)	<b>820</b>
Transport et fluidification	46	20	<b>66</b>	94	53	<b>147</b>
	<u>217</u>	<u>—</u>	<u><b>217</b></u>	<u>690</u>	<u>—</u>	<u><b>690</b></u>
Fabrication aux États-Unis						
Chiffre d'affaires brut	6 198	(134)	<b>6 064</b>	12 058	(365)	<b>11 693</b>
Marchandises achetées	5 498	(134)	<b>5 364</b>	10 627	(365)	<b>10 262</b>
	<u>700</u>	<u>—</u>	<u><b>700</b></u>	<u>1 431</u>	<u>—</u>	<u><b>1 431</b></u>
Activités non sectorielles et éliminations						
Chiffre d'affaires brut <sup>1)</sup>	(2 092)	248	<b>(1 844)</b>	(4 017)	677	<b>(3 340)</b>
Marchandises achetées <sup>1)</sup>	(1 757)	287	<b>(1 470)</b>	(3 256)	766	<b>(2 490)</b>
Transport et fluidification	(109)	(98)	<b>(207)</b>	(250)	(232)	<b>(482)</b>
Charges d'exploitation	(185)	59	<b>(126)</b>	(416)	143	<b>(273)</b>
	<u>(41)</u>	<u>—</u>	<u><b>(41)</b></u>	<u>(95)</u>	<u>—</u>	<u><b>(95)</b></u>
Chiffres consolidés						
Marchandises achetées	5 709	19	<b>5 728</b>	11 501	36	<b>11 537</b>
Transport et fluidification	2 641	(78)	<b>2 563</b>	5 494	(179)	<b>5 315</b>
Charges d'exploitation	1 541	59	<b>1 600</b>	3 093	143	<b>3 236</b>
	<u>9 891</u>	<u>—</u>	<u><b>9 891</b></u>	<u>20 088</u>	<u>—</u>	<u><b>20 088</b></u>

1) Les chiffres du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023 incluent des révisions apportées au chiffre d'affaires brut et aux marchandises achetées à hauteur de 119 M\$ et 323 M\$, respectivement, pour le secteur Sables bitumineux, de 15 M\$ et 42 M\$, respectivement, pour le secteur Hydrocarbure classiques, et de 134 M\$ et 365 M\$, respectivement, pour le secteur Fabrication aux États-Unis en raison des facteurs susmentionnés, un ajustement correspondant ayant été apporté au secteur Activités non sectorielles et éliminations.

**Trimestre clos le  
31 mars 2022**

(en millions de dollars)	Montant présenté antérieurement	Révisions	Regroupement de secteurs	Solde modifié
<b>Hydrocarbures classiques</b>				
Chiffre d'affaires brut	1 112	25	—	<b>1 137</b>
Transport et fluidification	34	25	—	<b>59</b>
	<u>1 078</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<b><u>1 078</u></b>
<b>Fabrication au Canada</b>				
Chiffre d'affaires brut	1 044	—	563	<b>1 607</b>
Marchandises achetées	804	2	529	<b>1 335</b>
Transport et fluidification	2	(2)	—	—
Charges d'exploitation	124	—	27	<b>151</b>
Amortissement et épousement	42	—	8	<b>50</b>
	<u>72</u>	<u>—</u>	<u>(1)</u>	<b><u>71</u></b>
<b>Vente</b>				
Chiffre d'affaires brut	694	—	(694)	—
Marchandises achetées	660	—	(660)	—
Charges d'exploitation	27	—	(27)	—
Amortissement et épousement	8	—	(8)	—
	<u>(1)</u>	<u>—</u>	<u>1</u>	<u>—</u>
<b>Activités non sectorielles et éliminations</b>				
Chiffre d'affaires brut	(1 761)	(25)	131	<b>(1 655)</b>
Marchandises achetées	(1 282)	39	131	<b>(1 112)</b>
Transport et fluidification	(221)	(110)	—	<b>(331)</b>
Charges d'exploitation	(267)	46	—	<b>(221)</b>
	<u>9</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<b><u>9</u></b>
<b>Chiffres consolidés</b>				
Marchandises achetées	7 482	41	—	<b>7 523</b>
Transport et fluidification	2 975	(87)	—	<b>2 888</b>
Charges d'exploitation	1 287	46	—	<b>1 333</b>
	<u>11 744</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<b><u>11 744</u></b>

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2022				Semestre clos le 30 juin 2022			
	Montant présenté antérieurement	Révisions	Regroupement de secteurs	Solde modifié	Montant présenté antérieurement	Révisions	Regroupement de secteurs	Solde modifié
<b>Hydrocarbures classiques</b>								
Chiffre d'affaires brut	1 079	34	—	1 113	2 191	59	—	2 250
Transport et fluidification	34	34	—	68	68	59	—	127
	1 045	—	—	1 045	2 123	—	—	2 123
<b>Fabrication au Canada</b>								
Chiffre d'affaires brut	1 521	—	724	2 245	2 565	—	1 287	3 852
Marchandises achetées	1 296	(2)	686	1 980	2 100	—	1 215	3 315
Transport et fluidification	(2)	2	—	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	180	—	31	211	304	—	58	362
Amortissement et épusement	64	—	8	72	106	—	16	122
	(17)	—	(1)	(18)	55	—	(2)	53
<b>Vente</b>								
Chiffre d'affaires brut	849	—	(849)	—	1 543	—	(1 543)	—
Marchandises achetées	811	—	(811)	—	1 471	—	(1 471)	—
Charges d'exploitation	31	—	(31)	—	58	—	(58)	—
Amortissement et épusement	8	—	(8)	—	16	—	(16)	—
	(1)	—	1	—	(2)	—	2	—
<b>Activités non sectorielles et éliminations</b>								
Chiffre d'affaires brut	(1 782)	(34)	125	(1 691)	(3 543)	(59)	256	(3 346)
Marchandises achetées	(1 111)	69	125	(917)	(2 393)	108	256	(2 029)
Transport et fluidification	(188)	(145)	—	(333)	(409)	(255)	—	(664)
Charges d'exploitation	(395)	42	—	(353)	(662)	88	—	(574)
	(88)	—	—	(88)	(79)	—	—	(79)
<b>Chiffres consolidés</b>								
Marchandises achetées	9 396	67	—	9 463	16 878	108	—	16 986
Transport et fluidification	3 048	(109)	—	2 939	6 023	(196)	—	5 827
Charges d'exploitation	1 481	42	—	1 523	2 768	88	—	2 856
	13 925	—	—	13 925	25 669	—	—	25 669

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2022				Période de neuf mois close le 30 septembre 2022			
	Montant présenté antérieurement	Révisions	Regroupement de secteurs	Solde modifié	Montant présenté antérieurement	Révisions	Regroupement de secteurs	Solde modifié
<b>Sables bitumineux</b>								
Chiffre d'affaires brut	8 778	(14)	—	8 764	28 044	(14)	—	28 030
Marchandises achetées	1 933	(14)	—	1 919	4 216	(14)	—	4 202
	6 845	—	—	6 845	23 828	—	—	23 828
<b>Hydrocarbures classiques</b>								
Chiffre d'affaires brut	1 010	26	—	1 036	3 201	85	—	3 286
Transport et fluidification	38	26	—	64	106	85	—	191
	972	—	—	972	3 095	—	—	3 095
<b>Fabrication aux Canada</b>								
Chiffre d'affaires brut	1 478	—	690	2 168	4 043	—	1 977	6 020
Marchandises achetées	1 092	3	655	1 750	3 192	3	1 870	5 065
Transport et fluidification	3	(3)	—	—	3	(3)	—	—
Charges d'exploitation	134	—	38	172	438	—	96	534
Amortissement et épuisement	37	—	5	42	143	—	21	164
	212	—	(8)	204	267	—	(10)	257
<b>Vente</b>								
Chiffre d'affaires brut	881	—	(881)	—	2 424	—	(2 424)	—
Marchandises achetées	846	—	(846)	—	2 317	—	(2 317)	—
Charges d'exploitation	38	—	(38)	—	96	—	(96)	—
Amortissement et épuisement	5	—	(5)	—	21	—	(21)	—
	(8)	—	8	—	(10)	—	10	—
<b>Fabrication aux États-Unis</b>								
Chiffre d'affaires brut	8 719	(14)	—	8 705	23 702	(14)	—	23 688
Marchandises achetées	7 944	(14)	—	7 930	20 365	(14)	—	20 351
	775	—	—	775	3 337	—	—	3 337
<b>Activités non sectorielles et éliminations</b>								
Chiffre d'affaires brut	(2 619)	2	191	(2 426)	(6 162)	(57)	447	(5 772)
Marchandises achetées	(2 267)	65	191	(2 011)	(4 660)	173	447	(4 040)
Transport et fluidification	(119)	(128)	—	(247)	(528)	(383)	—	(911)
Charges d'exploitation	(256)	65	—	(191)	(918)	153	—	(765)
	23	—	—	23	(56)	—	—	(56)
<b>Chiffres consolidés</b>								
Marchandises achetées	10 012	40	—	10 052	26 890	148	—	27 038
Transport et fluidification	2 684	(105)	—	2 579	8 707	(301)	—	8 406
Charges d'exploitation	1 439	65	—	1 504	4 207	153	—	4 360
	14 135	—	—	14 135	39 804	—	—	39 804

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2022				Exercice clos le 31 décembre 2022			
	Montant présenté antérieurement	Révisions	Regroupement de secteurs	Solde modifié	Montant présenté antérieurement	Révisions	Regroupement de secteurs	Solde modifié
<b>Sables bitumineux</b>								
Chiffre d'affaires brut	6 731	(78)	—	<b>6 653</b>	34 775	(92)	—	<b>34 683</b>
Marchandises achetées	594	(78)	—	<b>516</b>	4 810	(92)	—	<b>4 718</b>
	<u>6 137</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u><b>6 137</b></u>	<u>29 965</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u><b>29 965</b></u>
<b>Hydrocarbures classiques</b>								
Chiffre d'affaires brut	1 131	22	—	<b>1 153</b>	4 332	107	—	<b>4 439</b>
Transport et fluidification	37	22	—	<b>59</b>	143	107	—	<b>250</b>
	<u>1 094</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u><b>1 094</b></u>	<u>4 189</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u><b>4 189</b></u>
<b>Fabrication aux États-Unis</b>								
Chiffre d'affaires brut	6 608	(78)	—	<b>6 530</b>	30 310	(92)	—	<b>30 218</b>
Marchandises achetées	5 747	(78)	—	<b>5 669</b>	26 112	(92)	—	<b>26 020</b>
	<u>861</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u><b>861</b></u>	<u>4 198</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u><b>4 198</b></u>
<b>Activités non sectorielles et éliminations</b>								
Chiffre d'affaires brut	(1 749)	134	—	<b>(1 615)</b>	(7 464)	77	—	<b>(7 387)</b>
Marchandises achetées	(1 320)	168	—	<b>(1 152)</b>	(5 533)	341	—	<b>(5 192)</b>
Transport et fluidification	(136)	(128)	—	<b>(264)</b>	(664)	(511)	—	<b>(1 175)</b>
Charges d'exploitation	(352)	94	—	<b>(258)</b>	(1 270)	247	—	<b>(1 023)</b>
	<u>59</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u><b>59</b></u>	<u>3</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u><b>3</b></u>
<b>Chiffres consolidés</b>								
Marchandises achetées	6 908	12	—	<b>6 920</b>	33 801	157	—	<b>33 958</b>
Transport et fluidification	2 826	(106)	—	<b>2 720</b>	11 530	(404)	—	<b>11 126</b>
Charges d'exploitation	1 362	94	—	<b>1 456</b>	5 569	247	—	<b>5 816</b>
	<u>11 096</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u><b>11 096</b></u>	<u>50 900</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u><b>50 900</b></u>

	Trimestre clos le 30 septembre 2021				Trimestre clos le 31 décembre 2021			
	Montant présenté antérieurement	Révisions	Regroupement de secteurs	Solde modifié	Montant présenté antérieurement	Révisions	Regroupement de secteurs	Solde modifié
(en millions de dollars)								
<i>Hydrocarbures classiques</i>								
Chiffre d'affaires brut	833	21	—	854	1 000	21	—	1 021
Transport et fluidification	20	21	—	41	17	21	—	38
	813	—	—	813	983	—	—	983
<i>Fabrication au Canada</i>								
Chiffre d'affaires brut	1 215	—	484	1 699	1 363	—	493	1 856
Marchandises achetées	986	—	443	1 429	1 128	—	460	1 588
Charges d'exploitation	99	—	25	124	104	—	25	129
Amortissement et épuisement	41	—	11	52	40	—	23	63
	89	—	5	94	91	—	(15)	76
<i>Vente</i>								
Chiffre d'affaires brut	592	—	(592)	—	618	—	(618)	—
Marchandises achetées	551	—	(551)	—	585	—	(585)	—
Charges d'exploitation	25	—	(25)	—	25	—	(25)	—
Amortissement et épuisement	11	—	(11)	—	23	—	(23)	—
	5	—	(5)	—	(15)	—	15	—
<i>Activités non sectorielles et éliminations</i>								
Chiffre d'affaires brut	(1 450)	(21)	108	(1 363)	(1 831)	(21)	125	(1 727)
Marchandises achetées	(1 091)	46	108	(937)	(1 369)	39	125	(1 205)
Transport et fluidification	(171)	(94)	—	(265)	(200)	(105)	—	(305)
Charges d'exploitation	(187)	27	—	(160)	(266)	45	—	(221)
	(1)	—	—	(1)	4	—	—	4
<i>Chiffres consolidés</i>								
Marchandises achetées	6 691	46	—	6 737	7 177	39	—	7 216
Transport et fluidification	1 966	(73)	—	1 893	2 399	(84)	—	2 315
Charges d'exploitation	1 150	27	—	1 177	1 288	45	—	1 333
	9 807	—	—	9 807	10 864	—	—	10 864

**Exercice clos le  
31 décembre 2021**

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