



**Cenovus Energy Inc.**

Rapport de gestion (non audité)

Pour les périodes closes le 30 juin 2023

(en dollars canadiens)

# RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes closes le 30 juin 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> .....	24
<a href="#">PRODUCTION EXTRACÔTIÈRE</a> .....	26
<a href="#">SECTEURS EN AVAL</a> .....	30
<a href="#">FABRICATION AU CANADA</a> .....	30
<a href="#">FABRICATION AUX ÉTATS-UNIS</a> .....	32
<a href="#">ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS</a> .....	35
<a href="#">SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT</a> .....	38
<a href="#">GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE</a> .....	43
<a href="#">JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE</a> .....	43
<a href="#">ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE</a> .....	44
<a href="#">MISE EN GARDE</a> .....	44
<a href="#">ABRÉVIATIONS</a> .....	48
<a href="#">MESURES FINANCIÈRES DÉTERMINÉES</a> .....	49

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 26 juillet 2023, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 30 juin 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 26 juillet 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 26 juillet 2023. Des renseignements supplémentaires sur Cenovus, notamment ses rapports trimestriels et annuels, sa notice annuelle et le formulaire 40-F qui la concerne, peuvent être consultés sur SEDAR, à l'adresse [sedar.com](http://sedar.com), sur EDGAR, à l'adresse [sec.gov](http://sec.gov) et sur le site Web de la société, à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com). L'information sur notre site Web ou qui y est reliée, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie du rapport de gestion.

## Mode de présentation

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

## APERÇU DE CENOVUS

---

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

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

Nos activités couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur : mise en valeur, production, raffinage, transport et commercialisation de pétrole brut, de gaz naturel et de produits pétroliers raffinés au Canada et ailleurs dans le monde. L'intégration physique de nos activités en amont et en aval contribue à atténuer l'incidence de la volatilité des écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd et à améliorer notre résultat net en nous permettant de dégager de la valeur de notre production de pétrole brut et de gaz naturel grâce à la vente de produits finis comme les carburants de transport.

### Notre stratégie et nos principales priorités pour 2023

Chez Cenovus, notre mission est de fournir de l'énergie dans le monde entier pour améliorer la qualité de vie des gens. Notre stratégie vise à maximiser la valeur pour les actionnaires au moyen de structures de coûts concurrentielles et de l'optimisation des marges tout en offrant un rendement de premier ordre sur le plan de la sécurité et un leadership en matière de durabilité. La société vise en priorité les fonds provenant de l'exploitation disponibles pendant tous les cycles de prix qui permettent de gérer son bilan, d'augmenter le rendement pour les actionnaires grâce à la croissance des dividendes et au rachat d'actions, de réinvestir dans l'entreprise et d'assurer la diversification. Le 6 décembre 2022, nous avons publié notre budget 2023. Nos objectifs mis à jour en date du 26 juillet 2023 peuvent être consultés sur le site Web de la société à l'adresse [cenovus.com](http://cenovus.com). Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion.

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

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

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

Nous continuerons de favoriser l'amélioration de notre rendement opérationnel, ce qui comprend la reprise sécuritaire de la pleine exploitation de la raffinerie de Superior ainsi que l'intégration de la raffinerie de Toledo en mettant l'accent sur un rendement stable et fiable de 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](http://cenovus.com).

#### Domination du marché par les coûts

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

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

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

### Répartition des capitaux axée sur le rendement

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

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

### Nos activités

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

#### Secteurs en amont

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

#### Secteurs en aval

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

#### Activités non sectorielles et éliminations

- **Activités non sectorielles et éliminations**, qui comprend principalement les coûts engagés à l'échelle de la société à l'égard des frais généraux et frais d'administration, des activités de financement et des profits ou pertes liés à la gestion des risques relativement aux instruments dérivés des activités non sectorielles et au change. Les éliminations comprennent les ajustements au titre de la consommation interne de gaz naturel entre les secteurs, les services de transbordement fournis au secteur Sables bitumineux par le terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de la société, la production de pétrole brut servant de charge d'alimentation pour les secteurs Fabrication au Canada et Fabrication aux États-Unis, la vente de condensats extraits du pétrole brut fluidifié produits à nos installations de fabrication du secteur Fabrication au Canada et vendus au secteur Sables bitumineux ainsi que les produits latents sur les stocks. Les éliminations sont constatées en fonction des prix du marché courants.

## APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE

---

Au cours du deuxième trimestre, nous avons franchi plusieurs étapes importantes et relevé divers défis au sein de nos différents secteurs. Dans le cadre de nos activités en amont, nous avons dû réagir promptement aux feux de forêt touchant notre secteur Hydrocarbures classiques au début de mai. Nous avons confiné temporairement une production équivalant à environ 85 milliers de bep par jour pour assurer la sécurité de notre personnel, des communautés locales et de nos actifs. Nous avons pu redémarrer la majorité de nos puits et installations touchés par les incendies à la fin de mai. À la fin de juillet, une production équivalant à environ 5 à 7 milliers de bep par jour était toujours en attente en raison du manque d'infrastructures d'électricité d'un tiers. Dans notre secteur Sables bitumineux, nous avons commencé à augmenter la production sur un total de trois nouveaux puits à Foster Creek et Christina Lake au deuxième trimestre et avons terminé les activités de révision planifiées à Foster Creek. Notre secteur Production extracôtière a subi l'incidence d'une activité de révision planifiée dans la région de l'Atlantique et d'une interruption de service temporaire non planifiée en Chine en raison du débranchement du câble ombilical par le navire d'un tiers au début d'avril, ce câble ayant été rebranché en mai. Dans le cadre de nos activités dans la région de l'Atlantique, nous avons franchi une autre étape du projet West White Rose grâce à l'achèvement en juin du coffrage glissant conique permettant de créer la structure de béton.

Dans le cadre de nos activités en aval, nous avons procédé au redémarrage sécuritaire de la raffinerie de Toledo, poursuivi l'augmentation de la production de façon sécuritaire à la raffinerie de Superior, et terminé les activités de révision planifiées aux raffineries de Wood River et de Borger. En juin, la raffinerie de Toledo était pleinement opérationnelle. L'augmentation de la production de la raffinerie de Superior s'est poursuivie tout au long du deuxième trimestre et le démarrage du craqueur catalytique à lit fluidisé est en cours. Le taux de production de la raffinerie de Borger a été réduit en raison d'interruptions de service non planifiées, tandis que nos raffineries de Lima et de Lloydminster ont fonctionné à pleine capacité ou presque durant le trimestre.

Nos résultats financiers se sont améliorés par rapport à ceux du premier trimestre, ce qui rend compte essentiellement de prix réalisés plus élevés dans notre secteur Sables bitumineux. Le WCS à Hardisty s'est situé en moyenne à 58,74 \$ le baril, en hausse par rapport à 51,36 \$ le baril au premier trimestre, principalement en raison du rétrécissement de 39 % de l'écart entre le WTI et le WCS, le ramenant à 15,04 \$ le baril. Au deuxième trimestre, les prix du pétrole brut ont diminué considérablement comparativement à ceux de la période correspondante de 2022, le WTI ayant diminué de 32 % pour s'établir à 73,78 \$ par baril, et l'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty s'étant accru de 2,24 \$ par baril, en hausse par rapport à 12,80 \$ par baril. Les prix moyens des produits raffinés ont diminué et les marges de craquage moyennes sur le marché sont demeurées relativement stables par rapport au premier trimestre de 2023. Les prix des produits raffinés et les marges de craquage moyennes sur le marché ont diminué en comparaison des sommets historiques atteints au deuxième trimestre de 2022.

Nous avons procédé à des remises aux actionnaires totalisant 575 M\$, notamment 265 M\$ par le truchement de dividendes de base de 0,140 \$ par action ordinaire et par le rachat de 14,0 millions d'actions ordinaires pour un montant de 310 M\$ dans le cadre de notre offre publique. Notre dette nette a diminué de 265 M\$ au cours du trimestre pour s'établir à 6,4 G\$ au 30 juin 2023.

## Aperçu des résultats trimestriels

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Semestres clos les											
	30 juin		2023			2022			2021			
	2023	2022	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	
<b>Volumes de production en amont par secteur<sup>1)</sup> (kbep/j)</b>	<b>754,4</b>	779,9	<b>729,9</b>	779,0	806,9	777,9	761,5	798,6	825,3	804,8	765,9	
<b>Fabrication en aval – production de pétrole brut<sup>2)</sup> (kb/j)</b>	<b>498,1</b>	479,4	<b>537,8</b>	457,9	473,3	533,5	457,3	501,8	469,9	554,1	539,0	
<b>Volumes de production en aval (kb/j)</b>	<b>530,0</b>	509,6	<b>571,9</b>	487,7	506,3	572,6	482,1	538,0	503,4	590,9	564,8	
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>24 493</b>	35 363	<b>12 231</b>	12 262	14 063	17 471	19 165	16 198	13 726	12 701	10 637	
<b>Marge d'exploitation<sup>3)</sup></b>	<b>4 502</b>	8 142	<b>2 400</b>	2 102	2 782	3 339	4 678	3 464	2 600	2 710	2 184	
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>1 704</b>	4 344	<b>1 990</b>	(286)	2 970	4 089	2 979	1 365	2 184	2 138	1 369	
<b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés<sup>3)</sup></b>	<b>3 294</b>	5 681	<b>1 899</b>	1 395	2 346	2 951	3 098	2 583	1 948	2 342	1 817	
Par action – de base <sup>3)</sup> (\$)	<b>1,73</b>	2,87	<b>1,00</b>	0,73	1,22	1,53	1,57	1,30	0,97	1,16	0,90	
Par action – dilué <sup>3)</sup> (\$)	<b>1,69</b>	2,79	<b>0,98</b>	0,71	1,19	1,49	1,53	1,27	0,97	1,15	0,89	
<b>Dépenses d'investissement</b>	<b>2 103</b>	1 568	<b>1 002</b>	1 101	1 274	866	822	746	835	647	534	
<b>Fonds provenant de l'exploitation disponibles<sup>3)</sup></b>	<b>1 191</b>	4 113	<b>897</b>	294	1 072	2 085	2 276	1 837	1 113	1 695	1 283	
<b>Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles<sup>3)</sup></b>	<b>s. o.</b>	s. o.	<b>505</b>	(499)	786	1 756	2 020	2 615	1 169	1 626	1 244	
<b>Résultat net<sup>4)</sup></b>	<b>1 502</b>	4 057	<b>866</b>	636	784	1 609	2 432	1 625	(408)	551	224	
Par action – de base (\$)	<b>0,78</b>	2,04	<b>0,45</b>	0,33	0,40	0,83	1,23	0,81	(0,21)	0,27	0,11	
Par action – dilué (\$)	<b>0,76</b>	1,98	<b>0,44</b>	0,32	0,39	0,81	1,19	0,79	(0,21)	0,27	0,11	
<b>Total de l'actif</b>	<b>53 747</b>	55 894	<b>53 747</b>	54 000	55 869	55 086	55 894	55 655	54 104	54 594	53 384	
<b>Total des passifs à long terme</b>	<b>19 831</b>	20 742	<b>19 831</b>	19 917	20 259	19 378	20 742	21 889	23 191	22 929	22 972	
<b>Dettes à long terme, y compris la partie courante</b>	<b>8 534</b>	11 228	<b>8 534</b>	8 681	8 691	8 774	11 228	11 744	12 385	12 986	13 380	
<b>Dettes nettes</b>	<b>6 367</b>	7 535	<b>6 367</b>	6 632	4 282	5 280	7 535	8 407	9 591	11 024	12 390	
<b>Rendement en numéraire pour les actionnaires</b>												
Actions ordinaires – dividendes de base	<b>465</b>	276	<b>265</b>	200	201	205	207	69	70	35	36	
Dividendes de base par action ordinaire (\$)	<b>0,245</b>	0,140	<b>0,140</b>	0,105	0,105	0,105	0,105	0,035	0,035	0,018	0,018	
Actions ordinaires – dividendes variables	—	—	—	—	219	—	—	—	—	—	—	
Dividendes variables par action ordinaire (\$)	—	—	—	—	0,114	—	—	—	—	—	—	
Achat d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique	<b>350</b>	1 484	<b>310</b>	40	387	659	1 018	466	265	—	—	
Dividendes sur actions privilégiées	<b>27</b>	17	<b>9</b>	18	—	9	8	9	8	9	8	

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.

La production en amont s'est établie en moyenne à 729,9 milliers de bep par jour au deuxième trimestre, en baisse de 49,1 milliers de bep par jour et de 31,6 milliers de bep par jour, respectivement, par rapport au premier trimestre de 2023 et au deuxième trimestre de 2022. Ces diminutions sont essentiellement attribuables aux activités de révision planifiées à Foster Creek, à notre réponse aux feux de forêt dans notre secteur Hydrocarbures classiques et à une interruption de service non planifiée en Chine, facteurs s'étant tous répercutés sur les résultats du deuxième trimestre de 2023. Pour un résumé de la production en amont par type de produit, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion.

La production unitaire de pétrole brut en aval (la « production ») s'est chiffrée en moyenne à 537,8 milliers de barils par jour au deuxième trimestre (457,9 milliers de barils par jour au premier trimestre de 2023; 457,3 milliers de barils par jour au deuxième trimestre de 2022). En raison de l'augmentation de la production, les volumes de production de produits raffinés en aval se sont chiffrés en moyenne à 571,9 milliers de barils par jour pour le trimestre (487,7 milliers de barils par jour au premier trimestre de 2023; 482,1 milliers de baril par jour au deuxième trimestre de 2022). En juin, la raffinerie de Toledo était pleinement opérationnelle. L'augmentation de la production de la raffinerie de Superior s'est poursuivie tout au long du deuxième trimestre et le démarrage du craqueur catalytique à lit fluidisé est en cours.

Les prix réalisés sur le pétrole brut et les produits raffinés ont diminué considérablement en comparaison du deuxième trimestre de 2022, alors que les prix de référence étaient élevés. Les produits des activités ordinaires, qui se sont chiffrés à 12,2 G\$, ont été relativement stables par rapport à ceux du premier trimestre de 2023, en raison essentiellement de prix réalisés plus élevés sur le bitume et le pétrole brut lourd, contrebalancés en partie par des prix réalisés moins élevés sur le gaz naturel classique et par la baisse des volumes de vente dans nos secteurs Production extracôtère et Hydrocarbures classiques. Les produits des activités ordinaires pour nos activités en aval ont légèrement augmenté par rapport à ceux du premier

trimestre de 2023. Les produits des activités ordinaires ont diminué de 36 % par rapport à ceux du deuxième trimestre de 2022, principalement en raison de l'importante baisse des prix des marchandises pour nos activités en amont et en aval. Le prix de vente réalisé pour nos activités en amont s'est établi à 71,15 \$ par bep au deuxième trimestre de 2023, en hausse de 17 % par rapport à 60,83 \$ par bep au premier trimestre de 2023 et en baisse de 38 % par rapport à 114,40 \$ par bep au deuxième trimestre de 2022.

Pour nos activités en aval au Canada, la marge brute a diminué de 33 % par rapport à celle du premier trimestre de 2023, en raison essentiellement de la variation de l'écart entre les prix de la charge d'alimentation en pétrole lourd et du brut synthétique. La marge brute a augmenté de 6 % par rapport à celle du deuxième trimestre de 2022, en raison de l'augmentation des volumes de production de la raffinerie de Lloydminster et de l'usine de valorisation de Lloydminster (l'« usine de valorisation »). Pour nos activités en aval aux États-Unis, la marge brute est demeurée stable par rapport à celle du premier trimestre de 2023 et a diminué de 54 % par rapport à celle du deuxième trimestre de 2022, en raison essentiellement de la diminution marquée des marges de craquage sur le marché.

La marge d'exploitation s'est établie à 2,4 G\$, en hausse de 14 % par rapport à celle du premier trimestre de 2023, en raison surtout des prix réalisés plus élevés sur le pétrole brut. La marge d'exploitation a diminué de 49 % par rapport à celle du deuxième trimestre de 2022 en raison de la baisse marquée du prix des marchandises et des marges de craquage sur le marché. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 2,0 G\$, en hausse de 2,3 G\$ par rapport à ceux du premier trimestre de 2023, en raison surtout du paiement d'un passif d'impôt de 1,2 G\$ au premier trimestre de 2023. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont diminué de 989 M\$ par rapport à ceux du deuxième trimestre de 2022, en raison surtout de la diminution de la marge d'exploitation. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont établis à 1,9 G\$ au deuxième trimestre de 2023, en hausse de 36 % par rapport à ceux du premier trimestre de 2023 et en baisse de 39 % par rapport à ceux du deuxième trimestre de 2022.

Le 14 juin 2023, nous avons racheté et annulé 45,5 millions de bons de souscription d'actions ordinaires en circulation (les « bons de souscription de Cenovus ») pour un montant de 711 M\$. Nous avons la possibilité de payer le prix de rachat global des bons de souscription durant le reste de 2023, le paiement intégral devant être fait au plus tard le 5 janvier 2024. Ces paiements seront considérés comme faisant partie de notre cadre de rendements financiers pour les actionnaires. Aucun paiement lié aux bons de souscription rachetés n'a été effectué au cours du deuxième trimestre.

Le 26 juillet 2023, le conseil d'administration a déclaré un dividende de base de 0,140 \$ par action ordinaire pour le troisième trimestre. Ce dividende est payable le 29 septembre 2023 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 septembre 2023. Le conseil d'administration a également déclaré des dividendes pour le troisième trimestre sur nos actions privilégiées, payables le 3 octobre 2023, d'un montant de 9 M\$, aux détenteurs d'actions privilégiées inscrits le 15 septembre 2023.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS

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

	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2023	Variation (%)	2022	2023	Variation (%)	2022
<b>Volumes de production en amont par secteur<sup>1)</sup> (kbep/j)</b>						
Sables bitumineux	573,8	3	558,8	581,6	1	577,9
Hydrocarbures classiques	104,6	(21)	132,6	114,2	(11)	128,8
Production extracôtière	51,5	(27)	70,1	58,6	(20)	73,2
<b>Total – volumes de production</b>	<b>729,9</b>	<b>(4)</b>	<b>761,5</b>	<b>754,4</b>	<b>(3)</b>	<b>779,9</b>
<b>Volumes de production en amont par produit</b>						
Bitume (kb/j)	554,6	3	540,3	562,5	1	559,5
Pétrole brut lourd (kb/j)	17,0	4	16,4	16,9	4	16,3
Pétrole brut léger (kb/j)	10,1	(51)	20,8	12,7	(41)	21,4
LGN (kb/j)	26,7	(27)	36,7	30,0	(19)	37,2
Gaz naturel classique (Mpi <sup>3</sup> /j)	729,4	(17)	882,2	793,1	(9)	873,9
<b>Total – volumes de production (kbep/j)</b>	<b>729,9</b>	<b>(4)</b>	<b>761,5</b>	<b>754,4</b>	<b>(3)</b>	<b>779,9</b>
<b>Total – volumes de vente en amont<sup>2)</sup> (bep/j)</b>	<b>642,1</b>	<b>(6)</b>	<b>684,5</b>	<b>662,0</b>	<b>(6)</b>	<b>704,2</b>
<b>Prix net opérationnel<sup>3),4)</sup> (\$/bep)</b>	<b>38,87</b>	<b>(45)</b>	<b>71,09</b>	<b>33,89</b>	<b>(48)</b>	<b>64,78</b>

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

2) Le total des volumes de vente en amont ne tient pas compte des volumes de gaz naturel servant à la consommation interne du secteur Sables bitumineux de 521 Mpi<sup>3</sup>/j et 534 Mpi<sup>3</sup>/j, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 (506 Mpi<sup>3</sup>/j et 516 Mpi<sup>3</sup>/j, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022).

3) Les produits tirés des activités ordinaires en amont figurant à la note 1 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires se sont chiffrés à 6,8 G\$ et à 13,6 G\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 (10,1 G\$ et 19,8 G\$ respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022).

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

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, la production totale de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel a diminué comparativement à celle de la période correspondante de 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 sévissaient en mai et juin;
- une activité de révision planifiée à Foster Creek 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;
- l'achèvement d'une activité de révision planifiée dans la région de l'Atlantique au cours du deuxième trimestre de 2023.

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

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

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

	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2023	Variation (%)	2022	2023	Variation (%)	2022
<b>Fabrication en aval – production de pétrole brut (kb/j)</b>						
Fabrication au Canada	95,3	18	80,9	97,0	9	89,4
Fabrication aux États-Unis	442,5	18	376,4	401,1	3	390,0
<b>Production de pétrole brut lourd totale (kb/j)</b>	<b>537,8</b>	<b>18</b>	<b>457,3</b>	<b>498,1</b>	<b>4</b>	<b>479,4</b>
<b>Volumes de production en aval (kb/j)</b>						
Fabrication au Canada	108,3	19	90,9	110,6	10	100,7
Fabrication aux États-Unis	463,6	19	391,2	419,4	3	408,9
<b>Total de la production en aval</b>	<b>571,9</b>	<b>19</b>	<b>482,1</b>	<b>530,0</b>	<b>4</b>	<b>509,6</b>

Dans le secteur Fabrication au Canada, la production a augmenté au deuxième trimestre de 2023 en comparaison de celle de la période correspondante de 2022 essentiellement en raison du fait que notre raffinerie de Lloydminster a fonctionné à pleine capacité ou presque en 2023 ainsi qu'en raison de l'achèvement des activités de révision planifiées en 2022 à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster. Cette augmentation a été annulée en partie par une interruption de service non planifiée à l'usine de valorisation en avril qui a été résolue en mai.

En cumul depuis le début de l'exercice, la production du secteur Fabrication au Canada a augmenté en raison d'activités de révision planifiées en 2022, ce facteur étant annulé en partie par l'incidence des températures froides et les interruptions de service ayant eu lieu vers la fin de 2022 à l'usine de valorisation, laquelle avait renoué avec la pleine production à la mi-janvier. De plus, la production de l'usine de valorisation a subi l'incidence des activités de maintenance au premier trimestre de 2023.

Dans le secteur Fabrication aux États-Unis, la production unitaire totale de pétrole brut et la production de produits raffinés ont augmenté pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022, en raison des facteurs suivants :

- le bon rendement de la raffinerie de Lima, dont la production a augmenté d'un trimestre à l'autre et en cumul depuis le début de l'exercice;
- 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 deuxième trimestre de 2022, nous avons entrepris une importante activité de révision planifiée à la raffinerie de Toledo qui a été achevée au troisième trimestre de 2022;
- le début de la production de pétrole brut à la raffinerie Superior à la mi-mars 2023, cette production ayant augmenté tout au long du deuxième trimestre. Les travaux sont en cours en vue du démarrage du craqueur catalytique à lit fluidisé;
- l'augmentation de la production à la raffinerie de Wood River. L'activité de révision planifiée qui a été achevée au deuxième trimestre a eu une incidence moindre que celle qui a eu lieu en 2022. En cumul depuis le début de l'exercice, l'augmentation de la production s'explique également par la décision de fonctionner à capacité réduite au début de 2022 afin d'optimiser les marges, comme le dictaient les conditions du marché.



L'augmentation de la production de pétrole brut et de produits raffinés pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 a été annulée en partie par les facteurs suivants :

- une activité de révision planifiée à la raffinerie de Borger à la fin mars qui s'est terminée vers la fin avril. La raffinerie a subi des interruptions de service non planifiées au deuxième trimestre;
- des interruptions de service non planifiées aux raffineries de Wood River et de Borger découlant du quatrième trimestre de 2022 qui ont été résolues au premier trimestre de 2023.

### Sommaire des résultats financiers consolidés

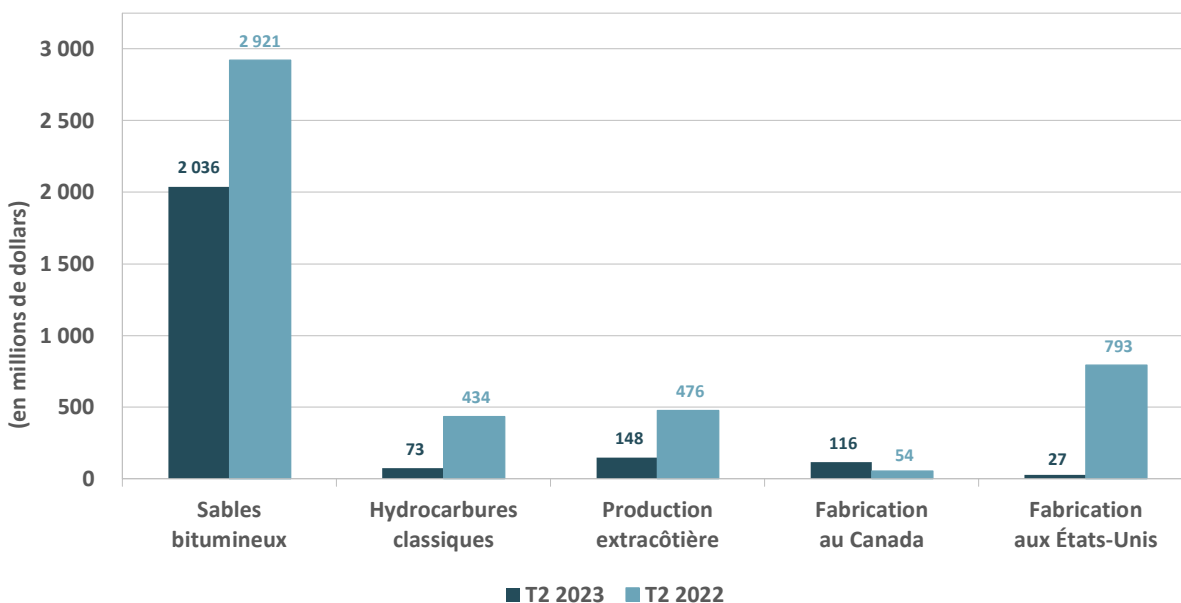
#### Marge d'exploitation

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
<b>Chiffre d'affaires brut</b>	<b>14 960</b>	22 404	<b>29 743</b>	41 417
Déduire : Redevances	637	1 582	1 233	2 767
<b>Produits des activités ordinaires</b>	<b>14 323</b>	20 822	<b>28 510</b>	38 650
<b>Charges</b>				
Marchandises achetées	7 466	10 380	14 757	19 015
Transport et fluidification	2 750	3 238	5 744	6 432
Charges d'exploitation	1 726	1 876	3 509	3 430
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(19)	650	(2)	1 631
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>2 400</b>	4 678	<b>4 502</b>	8 142

#### Marge d'exploitation par secteur

##### Trimestre clos le 30 juin 2023



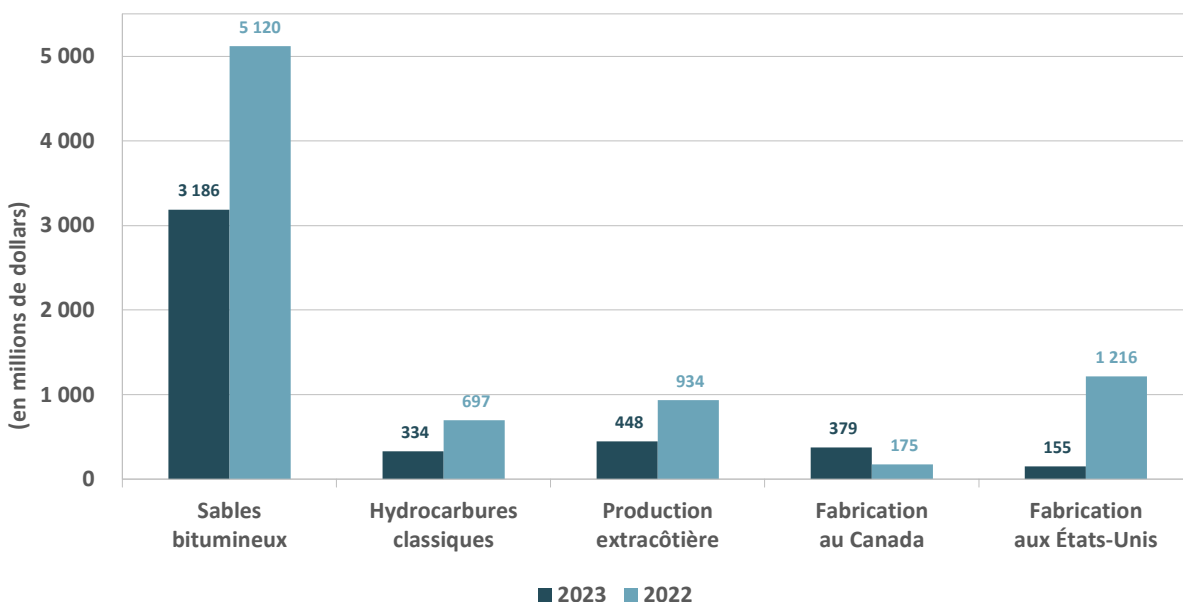
La marge d'exploitation a diminué au cours du trimestre clos le 30 juin 2023 par rapport à celle de la période correspondante de 2022 principalement en raison des facteurs suivants :

- des prix de vente moyens réalisés moins élevés sur le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel en raison de la baisse marquée des prix de référence;
- une baisse des marges brutes pour notre secteur Fabrication aux États-Unis en raison de marges de craquage sur le marché moins élevées et de l'accumulation des stocks;
- une baisse des volumes de vente pour nos secteurs Production extracôtière et Hydrocarbures classiques.

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;
- des profits réalisés au titre de la gestion des risques en 2023, comparativement à d'importantes pertes réalisées à ce chapitre en 2022;
- une diminution des frais de fluidification en raison de la baisse du prix des condensats;
- une diminution des charges d'exploitation pour nos activités en amont et en aval en raison surtout de la baisse du prix du gaz naturel.

#### Semestre clos le 30 juin 2023



La marge d'exploitation a diminué au cours du semestre clos le 30 juin 2023 par rapport à celle de la période correspondante de 2022 principalement en raison des facteurs susmentionnés.

#### 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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>1 990</b>	2 979	<b>1 704</b>	4 344
(Ajouter) déduire :				
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(41)	(27)	(89)	(46)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	132	(92)	(1 501)	(1 291)
<b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés</b>	<b>1 899</b>	3 098	<b>3 294</b>	5 681

Les sorties de trésorerie liées aux activités d'exploitation se sont établies à 2,0 G\$ au deuxième trimestre de 2023, comparativement à 3,0 G\$ au troisième trimestre de 2022. Cette diminution s'explique essentiellement par la baisse de la marge d'exploitation, contrebalancée en partie par la baisse de l'impôt sur le résultat en trésorerie, les variations du fonds de roulement hors trésorerie et le paiement conditionnel, en 2022, relatif à l'acquisition d'une participation de 50 % dans FCCL Partnership en 2017.

Les sorties de trésorerie liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 1,7 G\$ pour le premier semestre de 2023, comparativement à 4,3 G\$ à la période correspondante de 2022. Cette variation 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 la baisse de l'impôt sur le résultat en trésorerie et le paiement conditionnel en 2022 susmentionné. La variation nette du fonds de roulement hors trésorerie au premier semestre de 2023 s'est établie à 1,5 G\$ (1,3 G\$ en 2022) et s'explique principalement par le paiement d'un passif d'impôt de 1,2 G\$.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont diminué pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, par rapport aux périodes correspondantes de 2022, principalement en raison de la diminution de la marge d'exploitation susmentionnée.

## Résultat net

(en millions de dollars)

	Trimestre clos	Semestre clos
<b>Résultat net des périodes closes le 30 juin 2023</b>	<b>2 432</b>	<b>4 057</b>
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Marge d'exploitation	(2 278)	(3 640)
Activités non sectorielles et éliminations		
Frais généraux et frais d'administration	51	92
Charges financières	2	37
Coûts d'intégration et de transaction	11	15
Profit (perte) de change latent	432	279
(Profit) perte lié à la réévaluation	—	(33)
Réévaluation des paiements conditionnels	16	235
Profit (perte) à la sortie d'actifs	(52)	(293)
Autres profits (pertes), montant net	(24)	(388)
Autres <sup>1)</sup>	(59)	(70)
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques	(390)	(37)
Amortissement et épuisement	60	(15)
Coûts de prospection	6	18
(Charge) produit d'impôt sur le résultat	659	1 245
<b>Résultat net des périodes closes le 30 juin 2023</b>	<b>866</b>	<b>1 502</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 deuxième trimestre de 2023 a diminué par rapport à celui du trimestre correspondant de 2022 en raison de la diminution de la marge d'exploitation et de pertes latentes au titre de la gestion des risques en 2023, comparativement à des profits pour la période correspondante de 2022. 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.

Le résultat net du premier semestre de 2023 a diminué par rapport à celui du semestre correspondant de 2022 en raison de la diminution de la marge d'exploitation, de la baisse des autres produits attribuable à l'absence du produit d'assurance reçu en 2022 relativement aux incidents à la raffinerie Superior et dans la région de l'Atlantique, de profits sur la sortie des actifs de Tucker et de Wembley et de la sortie d'une tranche de 12,5 % de notre participation dans le champ White Rose en 2022, comparativement à des sorties moins importantes en 2023. 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, et par la réévaluation de nos paiements conditionnels.

## Dettes nettes

(en millions de dollars)

	30 juin 2023	31 décembre 2022
Emprunts à court terme	—	115
Partie courante de la dette à long terme	—	—
Partie non courante de la dette à long terme	8 534	8 691
<b>Dettes totales</b>	<b>8 534</b>	<b>8 806</b>
Déduire : Trésorerie et équivalents de trésorerie	(2 167)	(4 524)
<b>Dettes nettes</b>	<b>6 367</b>	<b>4 282</b>

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

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
<b>Secteurs en amont</b>				
Sables bitumineux	539	376	1 174	751
Hydrocarbures classiques	82	33	223	121
Production extracôtière	184	91	284	144
<b>Total en amont</b>	<b>805</b>	<b>500</b>	<b>1 681</b>	<b>1 016</b>
<b>Secteurs en aval</b>				
Fabrication au Canada	34	38	61	53
Fabrication aux États-Unis	153	267	347	474
<b>Total en aval</b>	<b>187</b>	<b>305</b>	<b>408</b>	<b>527</b>
Activités non sectorielles et éliminations	10	17	14	25
<b>Total des dépenses d'investissement</b>	<b>1 002</b>	<b>822</b>	<b>2 103</b>	<b>1 568</b>

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

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

Les dépenses d'investissement du secteur Hydrocarbures classiques au premier semestre 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 en vue de leur aménagement pendant plusieurs années.

Pour le premier semestre 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 le premier semestre de 2023 ont visé principalement la reconstruction de la raffinerie de Superior ainsi que des activités de raffinage et des programmes de fiabilité aux raffineries de Wood River, de Borger, de Lima et de Toledo.

## Activités de forage

Semestres clos les 30 juin	Nombre net de puits d'exploration stratigraphique et puits d'observation		Nombre net de puits productifs <sup>1)</sup>	
	2023	2022	2023	2022
Foster Creek	87	68	10	11
Christina Lake	53	—	11	20
Sunrise	38	15	7	2
Production par méthode thermique à Lloydminster	1	1	—	22
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	1	—	5	—
Autres <sup>2)</sup>	3	6	—	—
	<b>183</b>	<b>90</b>	<b>33</b>	<b>55</b>

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

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

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

(en puits nets)	Semestre clos le 30 juin 2023			Semestre clos le 30 juin 2022		
	Forés	Achevés	Raccordés	Forés	Achevés	Raccordés
<b>Hydrocarbures classiques</b>	<b>17</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	13	28	22

Dans le secteur Production extracôtière, nous avons foré et achevé un puits de mise en valeur planifié (0,4 puits net) dans le champ MAC en Indonésie au premier semestre de 2023 (quatre puits de mise en valeur planifiés (1,6 puits net) forés et achevés aux champs MBH et MDA en Indonésie au premier semestre 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](http://cenovus.com).

Nos perspectives mises à jour tiennent compte de la baisse de la production découlant essentiellement de l'incidence des feux de forêt dans notre secteur Hydrocarbures classiques au deuxième trimestre de 2023 ainsi que du rendement opérationnel en cumul depuis le début de l'exercice de notre secteur Sables bitumineux. La production unitaire de pétrole brut prévue n'a pas changé dans le cadre de cette mise à jour. La production de Terra Nova a été retirée de nos prévisions dans le cadre de notre mise à jour du 25 avril 2023.

Le tableau qui suit présente les prévisions pour 2023 :

	Dépenses d'investissement (en millions de dollars)	Production (kbep/j)	Production de pétrole brut lourd (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>	800 – 900		580 – 610
<b>Activités non sectorielles et éliminations</b>	40 – 50		

Les dépenses d'investissement totales prévues pour 2023 se situent entre 4,0 G\$ et 4,5 G\$. Elles comprennent des investissements de maintien d'environ 2,8 G\$ et des investissements de croissance et d'optimisation se situant entre 1,2 G\$ et 1,7 G\$. Les dépenses d'investissement prévues n'ont pas changé dans le cadre de la mise à jour du 26 juillet 2023.

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

## PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS

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

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

(prix moyen en \$ US/b, sauf indication contraire)	Semestres clos les 30 juin					
	2023	Variation (%)	2022	T2 2023	T1 2023	T2 2022
<b>Brent daté</b>	<b>79,83</b>	<b>(26)</b>	107,59	<b>78,39</b>	81,27	113,78
<b>WTI</b>	<b>74,96</b>	<b>(26)</b>	101,35	<b>73,78</b>	76,13	108,41
Écart Brent daté-WTI	<b>4,87</b>	<b>(22)</b>	6,24	<b>4,61</b>	5,14	5,37
<b>WCS à Hardisty</b>	<b>55,05</b>	<b>(37)</b>	87,68	<b>58,74</b>	51,36	95,61
Écart WTI/WCS	<b>19,91</b>	<b>46</b>	13,67	<b>15,04</b>	24,77	12,80
WCS (\$ CA/b)	<b>74,17</b>	<b>(34)</b>	111,54	<b>78,90</b>	69,44	122,07
<b>WCS à Nederland</b>	<b>64,73</b>	<b>(33)</b>	96,26	<b>66,98</b>	62,49	103,34
Écart WTI/WCS à Nederland	<b>10,23</b>	<b>101</b>	5,09	<b>6,80</b>	13,64	5,07
<b>Condensats (C5 à Edmonton)</b>	<b>76,13</b>	<b>(26)</b>	102,21	<b>72,39</b>	79,87	108,34
Écart WTI/condensats (positif) négatif	<b>(1,17)</b>	<b>(36)</b>	(0,86)	<b>1,39</b>	(3,74)	0,07
Écart WCS <sup>2)/</sup> condensats (positif) négatif	<b>(21,08)</b>	<b>(45)</b>	(14,53)	<b>(13,65)</b>	(28,51)	(12,73)
Moyenne (\$ CA/b)	<b>102,61</b>	<b>(21)</b>	129,99	<b>97,25</b>	107,95	138,30
<b>Pétrole synthétique à Edmonton</b>	<b>77,42</b>	<b>(25)</b>	103,75	<b>76,66</b>	78,18	114,46
Écart WTI/pétrole synthétique (positif) négatif	<b>(2,46)</b>	<b>(3)</b>	(2,40)	<b>(2,88)</b>	(2,05)	(6,05)
<b>Prix des produits raffinés</b>						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	<b>101,07</b>	<b>(22)</b>	129,11	<b>102,32</b>	99,82	149,05
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	<b>108,90</b>	<b>(24)</b>	143,11	<b>102,40</b>	115,39	166,62
<b>Prix de référence – raffinage</b>						
Chicago – marges de craquage 3-2-1 <sup>3)</sup>	<b>28,72</b>	<b>(11)</b>	32,43	<b>28,57</b>	28,88	46,50
Groupe 3 – marges de craquage 3-2-1 <sup>3)</sup>	<b>31,56</b>	<b>(2)</b>	32,15	<b>31,78</b>	31,35	44,35
Numéros d'identification renouvelables (« NIR »)	<b>7,98</b>	<b>12</b>	7,12	<b>7,72</b>	8,20	7,80
<b>Prix du gaz naturel</b>						
AECO (\$ CA/kpi3)	<b>3,34</b>	<b>(38)</b>	5,43	<b>2,35</b>	4,34	6,28
NYMEX (\$ US/kpi3)	<b>2,76</b>	<b>(54)</b>	6,06	<b>2,10</b>	3,42	7,17
<b>Taux de change</b>						
Taux moyen \$ US/\$ CA	<b>0,742</b>	<b>(6)</b>	0,787	<b>0,745</b>	0,739	0,783
Taux de clôture \$ US/\$ CA	<b>0,755</b>	<b>(3)</b>	0,776	<b>0,755</b>	0,739	0,776
Taux moyen yuan/\$ CA	<b>5,143</b>	<b>1</b>	5,098	<b>5,228</b>	5,059	5,180

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

2) WCS à Hardisty.

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

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

Au deuxième trimestre de 2023, les prix du Brent et du WTI ont continué de diminuer par rapport à ce qu'ils étaient au premier trimestre de 2023 et durant tous les trimestres de 2022. Ces prix ont diminué en raison de préoccupations macroéconomiques persistantes, de la croissance de l'offre de pétrole brut hors OPEP+ et de la diminution du risque d'une offre insuffisante en provenance de Russie. D'autres réductions de la production de l'OPEP+ ainsi qu'une croissance accrue de la demande à la suite de la levée des restrictions liées à la pandémie de COVID-19 en Chine ont soutenu les prix au deuxième trimestre de 2023.

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 deuxième 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 à la suite de l'invasion de l'Ukraine par la Russie en février 2022.

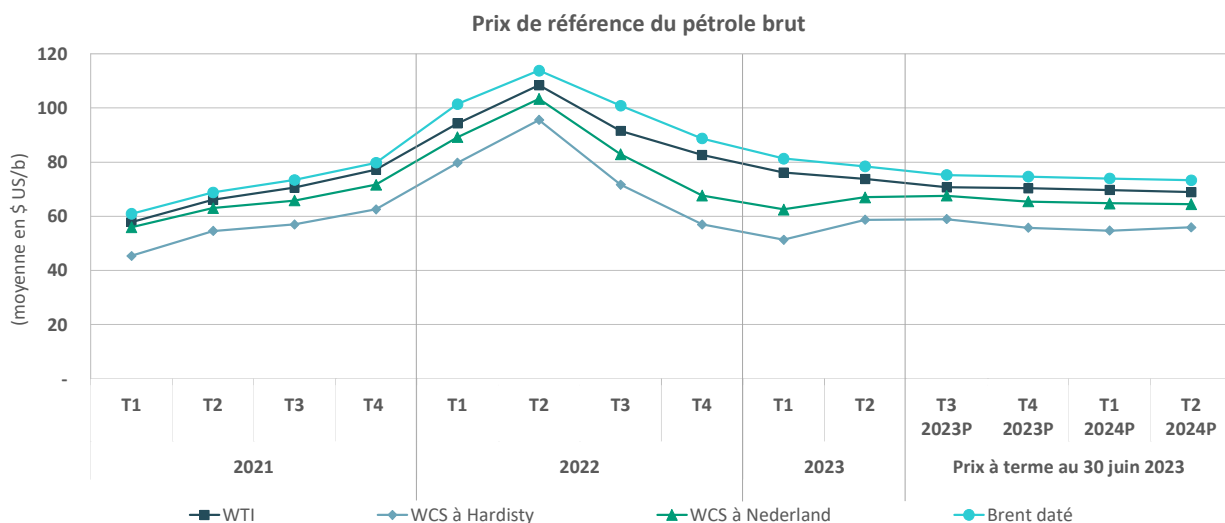
Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. L'écart entre le WCS à Hardisty et le WTI est fonction de la différence de qualité entre le brut léger et le brut lourd et du coût du transport. L'écart moyen entre le WTI et le WCS à Hardisty s'est rétréci considérablement comparativement au premier trimestre de 2023 à la suite de l'achèvement des travaux de maintenance à la raffinerie et des réductions par l'OPEP+ de la production de pétrole brut lourd et moyen. La réduction de l'offre en provenance du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC ») en raison d'activités de révision dans nos secteurs en amont et des feux de forêt ont également contribué au rétrécissement de cet écart.

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023, l'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty s'est élargi comparativement aux périodes correspondantes de 2022 en raison surtout d'importants écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd sur la côte américaine du golfe du Mexique découlant essentiellement du recours élevé au raffinage à l'échelle mondiale et de la volatilité des prix des produits raffinés. La baisse de la demande de pétrole brut lourd en raison de travaux de maintenance planifiés et non planifiés aux raffineries au premier trimestre de 2023 a également contribué à l'élargissement de cet écart.

Le WCS à Nederland est un prix de référence du pétrole lourd sur la côte américaine du golfe du Mexique qui est représentatif de nos prix de vente dans cette région. L'écart entre le WTI et le WCS à Nederland est représentatif de l'escompte sur la qualité du pétrole lourd et est tributaire de la capacité mondiale de raffinage du pétrole brut ainsi que de l'offre mondiale de pétrole brut. L'écart entre le WTI et le WCS à Nederland s'est considérablement rétréci depuis le premier trimestre de 2023 et s'est élargi en comparaison du trimestre correspondant de 2022 en raison des mêmes facteurs que ceux ayant eu une incidence sur l'écart entre le WTI et le 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 deuxième trimestre de 2023, l'écart entre le prix du pétrole brut synthétique à Edmonton par rapport au WTI correspondait à une prime moins élevée comparativement au deuxième trimestre de 2022. En cumul depuis le début de l'exercice, cette prime est demeurée relativement stable par rapport à 2022. Les prix du pétrole brut synthétique avaient été particulièrement élevés au deuxième trimestre de 2022 en raison de l'entretien généralisé des usines de valorisation dans l'Ouest du Canada et de la forte demande de pétrole léger dans les raffineries.



La fluidification du bitume au moyen de condensats permet le transport de la production par pipelines. Nos ratios de fluidification, soit les volumes de diluants en pourcentage du total des volumes fluidifiés, ont varié dans une fourchette d'environ 22 % à 35 %. L'écart WCS-condensats 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 élargi au deuxième trimestre de 2023 et en cumul depuis le début de l'exercice, comparativement aux périodes correspondantes de 2022.

Les condensats à Edmonton se sont négociés à escompte par rapport au WTI aux deuxièmes trimestres de 2023 et 2022, et à prime par rapport au WTI aux premiers trimestres de 2023 et 2022, ce qui est conforme aux profils saisonniers habituels associés à une hausse de la demande de diluants en hiver qui soutiennent les prix des condensats. Au premier semestre de 2023, la prime moyenne par rapport au WTI est demeurée stable par rapport à celle du premier semestre de 2022.

## Prix de référence – raffinage

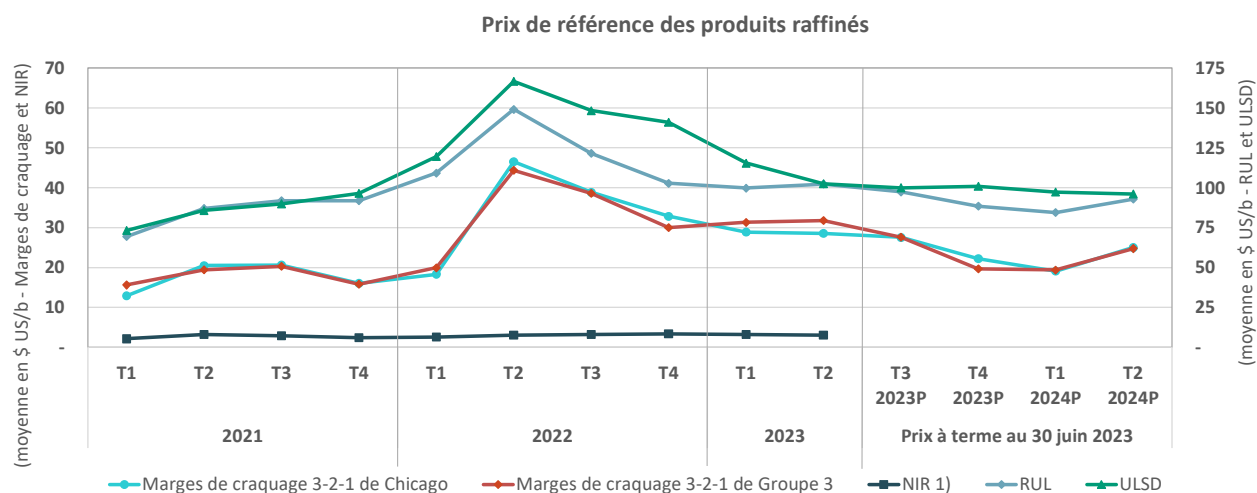
Les prix de référence que sont le prix de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et le prix du diesel à très faible teneur en soufre à Chicago sont représentatifs des prix des produits raffinés sur le marché intérieur et servent à calculer la marge de craquage 3-2-1 sur le marché à Chicago. La marge 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 en phase avec les prix du pétrole aux trimestre et semestre clos le 30 juin 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 de la production des 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, en particulier sur le marché du diesel. 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 du semestre clos le 30 juin 2022 et du premier trimestre de 2023 en raison des températures hivernales plus douces pesant sur la demande aux États-Unis jumelées à une production et des stocks record de gaz naturel. 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 du semestre clos le 30 juin 2023, le cours moyen du dollar canadien s'est déprécié 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. La valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain au 30 juin 2023 s'est appréciée comparativement à ce qu'elle était au 31 mars 2023 et au 31 décembre 2022, ce qui a donné lieu à un profit de change latent à la conversion en dollars canadiens de notre dette libellée en dollars américains.

Une partie de nos contrats de vente à long terme en Asie-Pacifique sont libellés en yuans. Une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au yuan entraînera une diminution des produits des activités ordinaires en dollars canadiens tirés de la vente de marchandises dérivées du gaz naturel dans la région. Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 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 hausse des taux d'intérêt pourrait faire augmenter notre charge d'intérêts nette et influencer sur la façon dont certains passifs sont évalués, ce qui pourrait nuire à nos flux de trésorerie et à nos résultats financiers.

Au 30 juin 2023, le taux directeur de la Banque du Canada était de 4,75 %, en hausse par rapport au taux de 4,50 % en vigueur au 31 mars 2023 et au taux de 4,25 % en vigueur au 31 décembre 2022, en raison des inquiétudes concernant l'inflation. Le 12 juillet 2023, ce taux est passé à 5,00 %.

## PERSPECTIVES

---

### PRÉVISION DES PRIX DES MARCHANDISES

Les prix du pétrole brut à l'échelle mondiale ont poursuivi leur descente depuis le deuxième trimestre de 2022 en raison de préoccupations relatives à la demande dans un contexte d'affaiblissement de l'environnement macroéconomique et de croissance d'une offre adéquate hors OPEP+. La prime géopolitique découlant de l'incertitude relative à l'approvisionnement en provenance de Russie a également diminué au deuxième semestre de 2022 en raison de la résilience des exportations russes de pétrole brut et de produits raffinés. La trajectoire des prix du pétrole brut demeure incertaine et volatile dans un marché dont les facteurs clés restent imprévisibles et qui subit les répercussions de politiques gouvernementales en matière d'offre et de demande. Les politiques à l'égard de la Russie, de l'Iran et du Venezuela font partie des facteurs clés qui auront une incidence sur l'offre énergétique et qui modifieront les tendances en matière de commerce mondial. Les 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, de la capacité des producteurs et des gouvernements de remplacer la baisse de l'offre et du moment propice pour le faire et du renouvellement ou du déblocage de volumes des réserves stratégiques de pétrole aux États-Unis. 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 anticipée du prolongement du pipeline Trans Mountain en 2024 aura pour effet de rétrécir l'écart entre le WTI et le WCS.
- Nous prévoyons que la volatilité des marges de craquage sur le marché persistera. Les répercussions économiques de l'invasion toujours en cours de l'Ukraine par la Russie ainsi que les politiques des banques centrales pourraient avoir une incidence sur la demande. Les marges de craquage devraient continuer à fluctuer, compte tenu des tendances saisonnières et du volume de traitement des raffineries en Amérique du Nord.
- Les prix du gaz naturel au NYMEX et de l'AECO devraient continuer de subir une pression à court terme en raison de l'offre élevée et des grandes possibilités de stockage du gaz. Les conditions météorologiques continueront d'être l'un des principaux facteurs ayant une incidence sur la demande et les prix.
- Nous nous attendons à ce que le dollar canadien continue d'être touché par les prix du pétrole brut, la vitesse à laquelle la Réserve fédérale américaine et la Banque du Canada majorent ou réduisent leurs taux directeurs l'une par rapport à l'autre et de nouveaux facteurs macroéconomiques.

La majeure partie de notre production de brut en amont et de produits raffinés en aval est exposée aux fluctuations du prix du WTI pour le pétrole brut. L'intégration physique de nos activités en amont et en aval contribue à atténuer l'incidence de la volatilité du prix des marchandises. La production de gaz naturel et de LGN associée à nos activités du secteur Hydrocarbures classiques procure une intégration économique des besoins relatifs aux carburants, aux solvants et à la fluidification du secteur Sables bitumineux. La production de pétrole brut de nos actifs en amont sert de charge d'alimentation pour nos activités en aval, tandis que les condensats extraits de notre production de pétrole brut fluidifié sont revendus à nos installations de Sables bitumineux. 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 deuxième trimestre de 2023, nous avons :

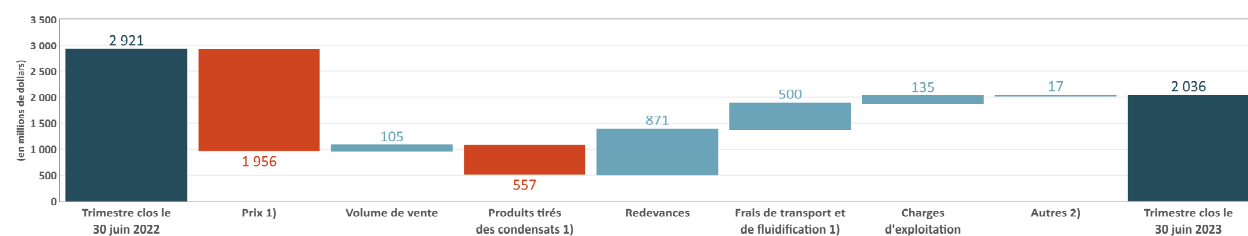
- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation et achevé une activité de révision planifiée à Foster Creek;
- produit 571,6 milliers de barils de pétrole brut par jour (556,7 milliers de barils de pétrole brut par jour en 2022);
- commencé à augmenter la production sur un total de trois nouveaux puits à Foster Creek et à Christina Lake;
- inscrit une marge d'exploitation de 2,0 G\$, soit une diminution de 885 M\$ par rapport à 2022 attribuable principalement à la baisse des prix de vente moyens réalisés;
- engagé des dépenses d'investissement de 539 M\$ pour le maintien des activités à Christina Lake, à Foster Creek, aux actifs de production par méthode thermique de Lloydminster et à Sunrise;
- enregistré un prix net opérationnel de 38,49 \$ par bep (67,83 \$ par bep en 2022).

#### Résultats financiers

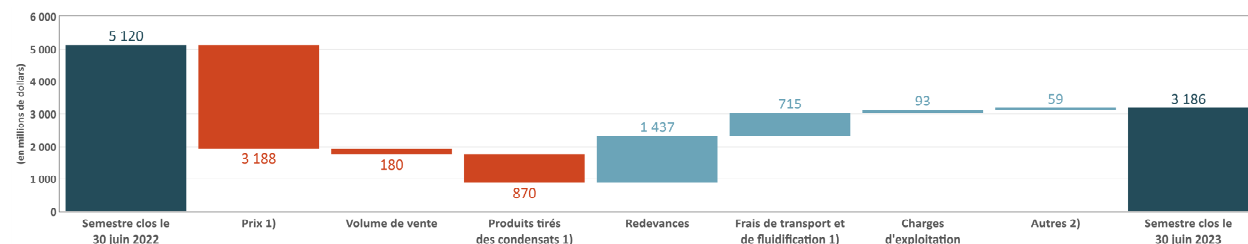
(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
<b>Produits des activités ordinaires</b>				
Chiffre d'affaires brut	6 556	10 048	12 467	19 266
Déduire : Redevances	620	1 491	1 136	2 573
	5 936	8 557	11 331	16 693
<b>Charges</b>				
Marchandises achetées	533	1 071	1 092	2 283
Transport et fluidification	2 700	3 200	5 641	6 356
Charges d'exploitation	676	806	1 413	1 508
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(9)	559	(1)	1 426
<b>Marge d'exploitation</b>	2 036	2 921	3 186	5 120
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	31	(323)	(3)	(57)
Amortissement et épuisement	730	690	1 445	1 325
Coûts de prospection	2	(1)	4	—
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	6	8	6	8
<b>Résultat sectoriel</b>	1 267	2 547	1 734	3 844

#### Variation de la marge d'exploitation

##### Trimestre clos le 30 juin 2023



##### Semestre clos le 30 juin 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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
<b>Total – volumes de vente</b> (kbep/j)	<b>578,1</b>	563,9	<b>577,5</b>	586,7
<b>Prix réalisé total<sup>1)</sup></b> (\$/bep)	<b>71,03</b>	119,98	<b>63,37</b>	107,54
<b>Production de pétrole brut par actif</b> (kb/j)				
Foster Creek	167,0	187,8	178,4	192,8
Christina Lake	234,9	228,8	236,0	241,4
Sunrise <sup>2)</sup>	46,5	25,3	45,5	24,7
Production par méthode thermique à Lloydminster	106,2	98,4	102,6	97,4
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	17,0	16,4	16,9	16,3
Tucker <sup>3)</sup>	—	—	—	3,2
<b>Total – production de pétrole brut<sup>4)</sup></b> (kb/j)	<b>571,6</b>	556,7	<b>579,4</b>	575,8
Gaz naturel <sup>5)</sup> (Mpi <sup>3</sup> /j)	12,9	12,0	12,7	12,4
<b>Total – production</b> (kbep/j)	<b>573,8</b>	558,8	<b>581,6</b>	577,9
<b>Taux de redevance réel</b> (%)	<b>18,7</b>	25,7	<b>19,8</b>	24,1
<b>Frais de transport et de fluidification<sup>1)</sup></b> (\$/bep)	<b>8,04</b>	7,51	<b>8,55</b>	7,36
<b>Charges d'exploitation<sup>1)</sup></b> (\$/bep)	<b>12,72</b>	15,70	<b>13,37</b>	14,05
<b>Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires<sup>1)</sup></b> (\$/bep)	<b>13,00</b>	11,78	<b>12,87</b>	11,93

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

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

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

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

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

## Produits des activités ordinaires

### Prix

Le pétrole lourd et le bitume produits doivent être mélangés à des condensats qui en réduisent la viscosité avant leur transport par pipeline en vue de leur commercialisation. Le prix de vente réalisé sur le bitume ne tient pas compte des ventes de condensats, mais il dépend du prix des condensats. Lorsque le coût des condensats augmente par rapport au prix du pétrole brut dilué, notre prix de vente réalisé sur le pétrole lourd et le bitume diminue. Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023, les prix de référence des condensats correspondaient à une prime de 13,65 \$ US le baril et de 21,08 \$ US le baril, respectivement, par rapport au WCS à Hardisty (respectivement 12,73 \$ US le baril et 14,53 \$ US le baril en 2022). Cette hausse a eu une incidence négative sur le prix de vente réalisé sur le bitume, comparativement à 2022. Un autre facteur important est le fait qu'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 71,03 \$ par bep et à 63,37 \$ par bep, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 (119,98 \$ par bep et 107,54 \$ par bep, respectivement, en 2022), en raison de la baisse des prix de référence du pétrole WTI et de l'élargissement de l'écart WTI-WCS. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, l'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty s'est élargi de manière à atteindre respectivement 15,04 \$ US par baril et 19,91 \$ US par baril (12,80 \$ US par baril et 13,67 \$ US par baril, respectivement, en 2022). Afin d'améliorer notre prix de vente réalisé au premier semestre de 2023, nous avons vendu environ 25 % (25 % en 2022) de nos volumes de pétrole brut à des destinations aux États-Unis.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, les ventes brutes comprennent des montants de respectivement 470 M\$ et 968 M\$ (975 M\$ et 2,1 G\$, respectivement, en 2022) de volumes provenant de tiers qui ne sont pas inclus dans notre prix réalisé ni dans nos prix nets opérationnels. Pour de plus amples renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique « Mise en garde sur les mesures financières déterminées » du présent rapport de gestion.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, les ventes brutes comprennent des montants de respectivement 106 M\$ et 186 M\$ (117 M\$ et 169 M\$, respectivement, en 2022) liés à des activités de construction, de transport et de fluidification. Ce montant n'est pas inclus dans notre prix réalisé ni dans nos prix nets opérationnels. Pour de plus amples renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique « Mise en garde sur les mesures financières déterminées » du présent rapport de gestion.

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

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, nous avons réalisé des profits liés à la gestion des risques de respectivement 9 M\$ et de 1 M\$ (perte de 559 M\$ et de 1,4 G\$, respectivement, en 2022). Ces variations en comparaison de 2022 est attribuable au contexte de hausse du prix des marchandises au premier semestre de 2022 et à la décision de la direction de liquider nos positions sur le WTI liées à la gestion des risques associés au prix de vente du pétrole brut au deuxième trimestre de 2022. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, nous avons comptabilisé, respectivement, des pertes latentes de 31 M\$ et des profits latents de 3 M\$ liés à la gestion des risques (profits de 323 M\$ et de 57 M\$, respectivement, en 2022) au titre des instruments financiers liés au pétrole brut et aux condensats, principalement en raison de la variation des prix de référence futurs par rapport aux prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques portant sur des périodes futures.

### *Volumes de production*

La production de pétrole brut du secteur Sables bitumineux s'est chiffrée respectivement à 571,6 milliers de barils par jour et à 579,4 milliers de barils par jour pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 (respectivement à 556,7 milliers de barils par jour et à 575,8 milliers de barils par jour en 2022).

La production à Foster Creek a diminué de 20,8 milliers de barils par jour et de 14,4 milliers de barils par jour, respectivement, au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Ces diminutions sont principalement attribuables à la réalisation d'une activité de révision planifiée qui a commencé à la mi-avril et s'est achevée au début de mai. La production à Christina Lake a augmenté d'un trimestre à l'autre et a légèrement diminué d'un exercice à l'autre. Nous avons achevé une activité de révision planifiée à Christina Lake au deuxième trimestre de 2022. La production à Foster Creek et à Christina Lake a subi l'incidence, au cours du premier semestre de 2023, de la préparation en vue de la mise en service de nouveaux puits. Nous avons commencé à augmenter la production sur un total de trois nouveaux puits à Foster Creek et à Christina Lake au cours du deuxième trimestre.

L'acquisition de Sunrise s'est conclue le 31 août 2022. La production de Sunrise s'est accrue de 21,2 milliers de barils par jour et de 20,8 milliers de barils par jour, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022. L'augmentation de la production découlant de l'acquisition a été annulée en partie par la mise hors service de puits en vue d'un programme de réaménagement en 2023.

La production de nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster a augmenté au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Ces hausses sont attribuables 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 réaménagement et d'une activité de reconditionnement au cours du premier semestre de 2023.

La production de pétrole lourd classique de Lloydminster a augmenté légèrement au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023 comparativement aux périodes correspondantes de 2022.

### *Redevances*

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

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

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

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

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

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

Les taux de redevance réels ont diminué comparativement à ceux de 2022 en raison surtout de la baisse des prix réalisés et de la diminution des taux de redevance fondés sur une échelle mobile des projets de sables bitumineux de l'Alberta. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, respectivement, les redevances ont été de 620 M\$ et 1,1 G\$ (respectivement 1,5 G\$ et 2,6 G\$ en 2022).

## Charges

### *Transport et fluidification*

Au deuxième trimestre de 2023, les frais de fluidification ont diminué de 556 M\$ pour atteindre 2,3 G\$, comparativement à 2022. Au premier semestre de 2023, les frais de fluidification ont diminué de 864 M\$ pour atteindre 4,7 G\$, comparativement à 2022. Les baisses pour ces deux périodes découlent en grande partie de la baisse des prix des condensats, annulée en partie par la hausse des volumes.

Les frais de transport ont augmenté de 56 M\$ pour s'établir à 450 M\$ au deuxième trimestre de 2023, comparativement à la période correspondante de 2022, en raison de la hausse des coûts dont il est question ci-après conjuguée à l'augmentation des volumes de vente. Pour le premier semestre de 2023, les frais de transport ont augmenté de 149 M\$ pour s'établir à 940 M\$, en raison de la hausse des coûts dont il est question ci-après.

### *Frais de transport unitaires*

Les frais de transport se sont établis à 8,04 \$ par bep et 8,55 \$ par bep, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 (7,51 \$ par bep et 7,36 \$ par bep, respectivement, en 2022).

À Foster Creek, les frais de transport unitaires ont augmenté de 23 % et de 30 % pour s'établir à 12,80 \$ par baril et à 13,13 \$ par baril, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023. Les hausses sont principalement attribuables à l'augmentation des tarifs et à la baisse des volumes de vente. Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023, nous avons expédié aux États-Unis respectivement 47 % et 48 % (respectivement 46 % et 42 % en 2022) des volumes de Foster Creek.

À Christina Lake, les frais de transport pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 se sont établis à respectivement 5,91 \$ par baril et 6,81 \$ par baril (respectivement 6,75 \$ par baril et 6,55 \$ par baril en 2022). Cette baisse d'un trimestre à l'autre est principalement attribuable à une diminution des frais fixes de transport ferroviaire, contrebalancée en partie par l'augmentation des ventes à destination des États-Unis et la hausse des tarifs. En cumul depuis le début de l'exercice, les frais de transport unitaires ont légèrement augmenté, principalement en raison de l'augmentation des volumes expédiés aux États-Unis et la hausse des tarifs, contrebalancées en partie par la diminution des frais fixes de transport ferroviaire. Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023, nous avons expédié aux États-Unis respectivement 17 % et 18 % (respectivement 14 % et 15 % en 2022) des volumes de Christina Lake.

À Sunrise, les frais de transport pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 se sont établis à respectivement 12,58 \$ par baril et 12,62 \$ par baril (respectivement 12,48 \$ par baril et 12,82 \$ par baril en 2022). Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023, nous avons expédié aux États-Unis respectivement 50 % et 48 % (respectivement 48 % et 58 % en 2022) de nos volumes totaux.

Pour nos actifs du secteur Sables bitumineux, les frais de transport pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 se sont établis à respectivement 3,60 \$ par baril et 3,67 \$ par baril (respectivement 3,28 \$ par baril et 3,39 \$ par baril en 2022).

### *Charges d'exploitation*

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier semestre de 2023 ont été les coûts du carburant, de la main-d'œuvre, des produits chimiques et des réparations et de la maintenance. Les charges d'exploitation totales ont diminué en raison de la baisse des coûts du carburant découlant de l'importante baisse des prix de référence de l'AECO pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Cette diminution a été annulée en partie par une hausse des coûts des réparations et de la maintenance ainsi que des coûts liés à la main-d'œuvre.

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

(\$/bep)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2023	Variation (%)	2022	2023	Variation (%)	2022
<b>Foster Creek</b>						
Carburant	3,40	(50)	6,74	4,27	(25)	5,71
Autres coûts	8,81	16	7,57	8,34	19	7,02
<b>Total</b>	<b>12,21</b>	<b>(15)</b>	<b>14,31</b>	<b>12,61</b>	<b>(1)</b>	<b>12,73</b>
<b>Christina Lake</b>						
Carburant	2,77	(55)	6,13	3,26	(38)	5,27
Autres coûts	5,32	(6)	5,64	5,34	4	5,15
<b>Total</b>	<b>8,09</b>	<b>(31)</b>	<b>11,77</b>	<b>8,60</b>	<b>(17)</b>	<b>10,42</b>
<b>Sunrise</b>						
Carburant	4,52	(52)	9,32	5,49	(30)	7,89
Autres coûts	12,86	8	11,90	14,00	26	11,14
<b>Total</b>	<b>17,38</b>	<b>(18)</b>	<b>21,22</b>	<b>19,49</b>	<b>2</b>	<b>19,03</b>
<b>Autres – Sables bitumineux<sup>2)</sup></b>						
Carburant	3,97	(60)	9,81	4,91	(41)	8,38
Autres coûts	16,33	11	14,77	16,73	18	14,18
<b>Total</b>	<b>20,30</b>	<b>(17)</b>	<b>24,58</b>	<b>21,64</b>	<b>(4)</b>	<b>22,56</b>
<b>Total</b>	<b>12,72</b>	<b>(19)</b>	<b>15,70</b>	<b>13,37</b>	<b>(5)</b>	<b>14,05</b>

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

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

Les charges d'exploitation unitaires liées au carburant ont diminué surtout en raison de la baisse du prix du gaz naturel susmentionnée. Les charges d'exploitation unitaires liées au carburant ont également subi l'incidence du moment et de la valeur des ventes à même les stocks.

Les autres coûts unitaires à Foster Creek ont augmenté au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022, en raison de la baisse des volumes de vente conjuguée aux coûts liés à une activité de révision planifiée au deuxième trimestre de 2023.

Les autres coûts unitaires à Christina Lake ont légèrement fléchi d'un trimestre à l'autre principalement en raison de la baisse des coûts de l'électricité. En cumul depuis le début de l'exercice, les autres coûts unitaires ont légèrement augmenté principalement en raison de la diminution des volumes de vente.

Les autres coûts unitaires à Sunrise ont augmenté au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022, essentiellement en raison de la baisse des volumes de vente brutes en 2023 conjuguée à une hausse des coûts de l'électricité, de la main-d'œuvre et des réparations et de la maintenance, ces facteurs étant annulés en partie par une diminution des activités de reconditionnement. Les volumes de ventes brutes au premier semestre de 2023 ont atteint 43,5 milliers de barils par jour (49,0 milliers de barils par jour en 2022).

Les autres coûts unitaires pour nos autres actifs du secteur Sables bitumineux ont augmenté en 2023, par rapport à 2022, essentiellement en raison d'une augmentation des activités de reconditionnement ainsi que des coûts des réparations et de la maintenance, ces facteurs étant annulés en partie par une hausse des volumes de vente.

### Prix nets opérationnels

(\$/bep)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Prix de vente <sup>1)</sup>	71,03	119,98	63,37	107,54
Redevances <sup>1)</sup>	11,78	28,94	10,87	24,18
Transport <sup>1)</sup>	8,04	7,51	8,55	7,36
Charges d'exploitation <sup>1)</sup>	12,72	15,70	13,37	14,05
<b>Prix net opérationnel<sup>2)</sup></b>	<b>38,49</b>	<b>67,83</b>	<b>30,58</b>	<b>61,95</b>

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

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

### Amortissement et épuisement

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, la charge d'amortissement et d'épuisement s'est établie respectivement 730 M\$ et à 1,4 G\$ (690 M\$ et 1,3 G\$, respectivement, en 2022). Le taux d'épuisement moyen pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 s'est établi respectivement à 13,00 \$ le bep et à 12,87 \$ le bep (11,78 \$ le bep et 11,93 \$ le bep, respectivement, en 2022).

## Hydrocarbures classiques

Au deuxième trimestre de 2023, nous avons :

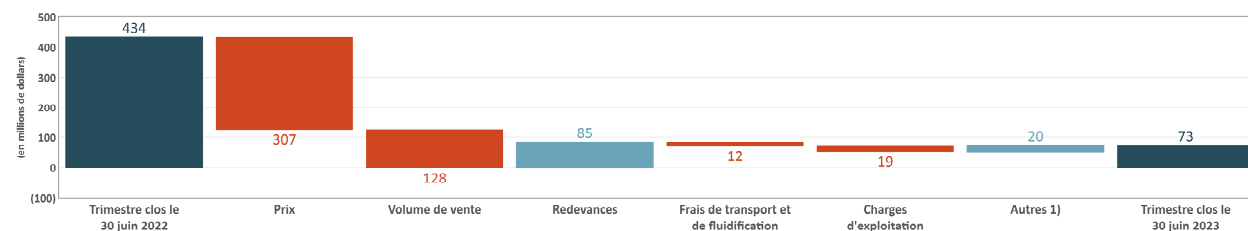
- assuré le déroulement sûr de notre exploitation;
- produit 104,6 milliers de bep par jour (132,6 milliers de bep par jour en 2022);
- réagi aux feux de forêt dans le nord de l'Alberta. Au début de mai, nous avons confiné temporairement une production équivalant à environ 85 milliers de bep par jour dans les secteurs opérationnels Rainbow Lake, Elmworth-Wapiti, Kaybob-Edson et Clearwater afin d'assurer la sécurité de notre personnel, des communautés locales et de nos actifs. En juin, nous avons pu redémarrer la majorité de nos puits et installations touchés par les incendies. À la fin juillet, une production équivalant à environ 5 à 7 milliers de bep par jour était toujours en attente en raison du manque d'infrastructures d'électricité d'un tiers.
- inscrit une marge d'exploitation de 73 M\$, soit une diminution de 434 M\$ par rapport à 2022 imputable à la baisse des prix de vente moyens réalisés et des volumes de vente.
- engagé des dépenses d'investissement de 82 M\$ toujours axées sur le forage, les activités d'achèvement et de raccordement et les projets d'infrastructures en vue de leur aménagement pendant plusieurs années;
- enregistré un prix net opérationnel de 5,89 \$ par bep (36,78 \$ par bep en 2022).

## Résultats financiers

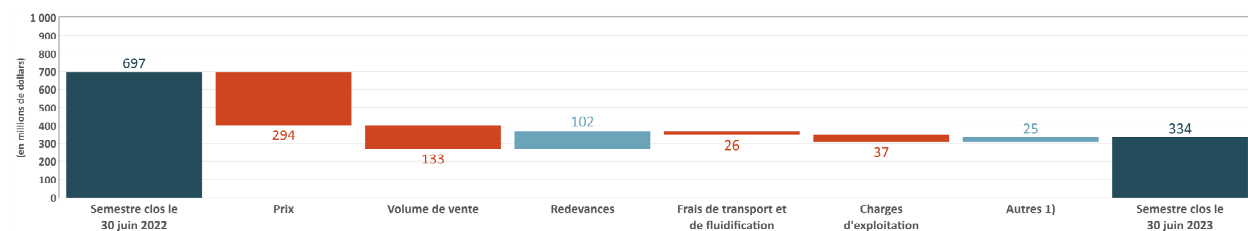
(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
<b>Produits des activités ordinaires</b>				
Chiffre d'affaires brut	615	1 079	1 646	2 191
Déduire : Redevances	4	89	58	160
	611	990	1 588	2 031
<b>Charges</b>				
Marchandises achetées	352	390	862	996
Transport et fluidification	46	34	94	68
Charges d'exploitation	144	128	294	262
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(4)	4	4	8
<b>Marge d'exploitation</b>	73	434	334	697
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(1)	(1)	(21)	(1)
Amortissement et épuisement	87	99	182	179
Coûts de prospection	—	1	—	1
<b>Résultat sectoriel</b>	(13)	335	173	518

## Variation de la marge d'exploitation

### Trimestre clos le 30 juin 2023



### Semestre clos le 30 juin 2023



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



## Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
<b>Total – volumes de vente</b> (kbep/j)	<b>104,6</b>	132,6	<b>114,2</b>	128,8
<b>Prix réalisé total<sup>1)</sup></b> (\$/bep)	<b>25,83</b>	57,11	<b>35,80</b>	50,22
Pétrole brut léger (\$/b)	<b>104,40</b>	134,66	<b>103,48</b>	123,27
LGN (\$/b)	<b>46,59</b>	73,47	<b>47,39</b>	64,53
Gaz naturel classique (\$/kpi <sup>3</sup> )	<b>2,79</b>	7,87	<b>4,82</b>	6,77
<b>Production par produit</b>				
Pétrole brut léger (kb/j)	<b>4,8</b>	7,5	<b>5,6</b>	7,9
LGN (kb/j)	<b>18,0</b>	24,7	<b>20,0</b>	24,6
Gaz naturel classique (Mpi <sup>3</sup> /j)	<b>491,4</b>	601,2	<b>531,9</b>	578,3
<b>Total – production</b> (kbep/j)	<b>104,6</b>	132,6	<b>114,2</b>	128,8
<b>Production de gaz naturel classique</b> (% du total)	<b>78</b>	76	<b>78</b>	75
<b>Production de pétrole brut et de LGN</b> (% du total)	<b>22</b>	24	<b>22</b>	25
<b>Taux de redevance réel</b> (%)	<b>2,5</b>	13,6	<b>11,5</b>	14,5
<b>Frais de transport<sup>1)</sup></b> (\$/bep)	<b>4,82</b>	2,97	<b>4,56</b>	3,07
<b>Charges d'exploitation<sup>1)</sup></b> (\$/bep)	<b>14,59</b>	10,02	<b>13,77</b>	10,65
<b>Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires<sup>1)</sup></b> (\$/bep)	<b>9,01</b>	8,21	<b>8,76</b>	8,20

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 le semestre clos le 30 juin 2023, principalement en raison de la baisse des prix de référence du pétrole brut et du gaz naturel. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, les prix de référence de l'AECO ont diminué de 63 % et de 38 %, respectivement, par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2022.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, les ventes brutes comprenaient respectivement des montants de 352 M\$ et de 862 M\$ (390 M\$ et 996 M\$, respectivement, en 2022) tirés de volumes provenant de tiers qui ne sont pas inclus dans nos prix réalisés ni dans nos prix nets opérationnels. Pour de plus amples renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique « Mise en garde sur les mesures financières déterminées » du présent rapport de gestion.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, les ventes brutes comprennent des montants liés aux activités de traitement et de transport entreprises pour le compte de tiers de 17 M\$ et de 44 M\$, respectivement (14 M\$ et 27 M\$, respectivement, en 2022), qui ne sont pas inclus dans nos prix réalisés ni dans nos prix nets opérationnels. Pour de plus amples renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique « Mise en garde sur les mesures financières déterminées » du présent rapport de gestion.

### Volumes de production

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, les volumes de production ont diminué de 28,0 milliers de bep par jour et de 14,6 milliers de bep par jour, respectivement, essentiellement en raison de l'incidence des feux de forêt susmentionnée.

### 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 du semestre clos le 30 juin 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022, en raison surtout de la chute des prix du gaz naturel, de la hausse de la déduction pour frais d'exploitation d'installations gazières et de l'incidence des feux de forêt. 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 comparativement à 2022 en raison des mêmes facteurs que ceux ayant eu une incidence sur les taux de redevance réels ainsi que de la baisse des volumes de vente.

## Charges

### Transport

Nos frais de transport correspondent aux coûts que nous engageons pour acheminer le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel du lieu de leur production jusqu'à l'endroit où les produits sont vendus. Au deuxième trimestre de 2023, les frais de transport ont augmenté de 12 M\$ pour s'établir à 46 M\$, comparativement à 2022, et les frais de transport unitaires se sont établis en moyenne à 4,82 \$ par bep en 2023, comparativement à 2,97 \$ par bep en 2022. En cumul depuis le début de l'exercice, les frais de transport ont augmenté de 26 M\$ pour s'établir à 94 M\$ et les frais de transport unitaires se sont établis en moyenne à 4,56 \$ par bep, comparativement à 3,07 \$ par bep en 2022. Ces hausses sont attribuables essentiellement à l'augmentation des coûts occasionnée par les feux de forêt et à des contrats de stockage supplémentaires.

### Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier semestre de 2023 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, de la main-d'œuvre et de l'électricité ainsi que les taxes foncières et les coûts de location. Les charges d'exploitation par bep ont augmenté au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022, en raison surtout de la baisse des volumes de vente et de la hausse des charges d'exploitation totales. Les charges d'exploitation totales ont augmenté de 16 M\$ pour s'établir à 144 M\$ d'un trimestre à l'autre et de 32 M\$ pour s'établir à 294 M\$ d'un exercice à l'autre. Ces hausses s'expliquent essentiellement par une hausse des coûts des réparations et de la maintenance et des coûts de la main-d'œuvre. Les feux de forêt ont eu une incidence minime sur les charges d'exploitation totales.

### Prix nets opérationnels

(\$/bep)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Prix de vente <sup>1)</sup>	25,83	57,11	35,80	50,22
Redevances <sup>1)</sup>	0,53	7,34	2,84	6,83
Frais de transport et de fluidification <sup>1)</sup>	4,82	2,97	4,56	3,07
Charges d'exploitation <sup>1)</sup>	14,59	10,02	13,77	10,65
<b>Prix net opérationnel<sup>2)</sup></b>	<b>5,89</b>	<b>36,78</b>	<b>14,63</b>	<b>29,67</b>

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

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

## AMORTISSEMENT ET ÉPUISEMENT

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques s'est établie respectivement à 87 M\$ et à 182 M\$ (99 M\$ et 179 M\$, respectivement, en 2022). Le taux d'épuisement moyen pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 s'est établi respectivement à 9,01 \$ le bep et à 8,76 \$ le bep (8,21 \$ le bep et 8,20 \$ le bep, respectivement, en 2022).

### Production extracôtière

Au deuxième trimestre de 2023, nous avons :

- assuré le déroulement sûr de notre exploitation;
- produit 51,5 milliers de bep par jour (70,1 milliers de bep par jour en 2022);
- inscrit une marge d'exploitation de 148 M\$, en baisse de 328 M\$ par rapport à celle de 2022, en raison surtout de la baisse des volumes de vente pour nos installations dans la région de l'Atlantique et en Chine. Nous n'avons comptabilisé aucun volume de vente pour nos installations dans la région de l'Atlantique en raison des délais entre la production et la vente ainsi qu'en raison des activités de révision planifiées;
- enregistré un prix net opérationnel de 45,11 \$ par bep (76,48 \$ par bep en 2022).
- engagé des dépenses d'investissement de 184 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 70 % au 30 juin 2023. Depuis notre décision de redémarrer le projet, notre investissement se chiffre à environ 300 M\$. Nous avons franchi une étape importante du projet West White Rose en juin grâce à l'achèvement du coffrage glissant conique permettant de créer la structure de béton.

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

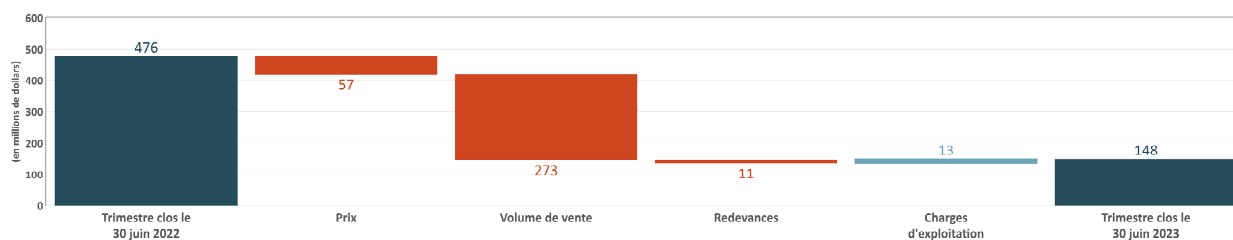
## Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin					
	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	5	223	228	207	351	558
Déduire : Redevances	1	12	13	(16)	18	2
	4	211	215	223	333	556
<b>Charges</b>						
Transport et fluidification	4	—	4	4	—	4
Charges d'exploitation	26	37	63	47	29	76
<b>Marge d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>(26)</b>	<b>174</b>	<b>148</b>	<b>172</b>	<b>304</b>	<b>476</b>
Amortissement et épuisement			91			159
Coûts de prospection			2			10
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			(12)			(6)
<b>Résultat sectoriel</b>			<b>67</b>			<b>313</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 juin 2023

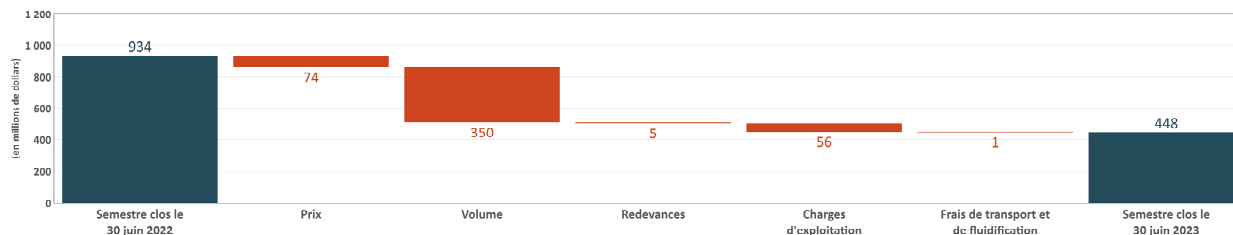


(en millions de dollars)	Semestres clos les 30 juin					
	2023			2022		
	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière
<b>Produits des activités ordinaires</b>						
Chiffre d'affaires brut	154	547	701	379	746	1 125
Déduire : Redevances	9	30	39	(6)	40	34
	145	517	662	385	706	1 091
<b>Charges</b>						
Transport et fluidification	9	—	9	8	—	8
Charges d'exploitation	143	62	205	93	56	149
<b>Marge d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>(7)</b>	<b>455</b>	<b>448</b>	<b>284</b>	<b>650</b>	<b>934</b>
Amortissement et épuisement			219			309
Coûts de prospection			4			25
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			(18)			(10)
<b>Résultat sectoriel</b>			<b>243</b>			<b>610</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

### Semestre clos le 30 juin 2023



## Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
<b>Volumes de vente</b>				
Région de l'Atlantique (kb/j)	—	15,5	<b>7,8</b>	15,1
Région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)				
Chine	<b>31,2</b>	46,8	<b>37,2</b>	50,1
Indonésie <sup>1)</sup>	<b>15,0</b>	10,0	<b>14,3</b>	9,6
Asie-Pacifique – Total	<b>46,2</b>	56,8	<b>51,5</b>	59,7
<b>Total – volumes de vente (kbep/j)</b>	<b>46,2</b>	72,3	<b>59,3</b>	74,8
<b>Prix réalisé total<sup>2)</sup> (\$/bep)</b>	<b>73,12</b>	95,16	<b>79,51</b>	92,74
Région de l'Atlantique – Pétrole brut léger (\$/b)	—	146,38	<b>108,73</b>	138,92
Région de l'Asie-Pacifique <sup>1)</sup> (\$/bep)	<b>71,86</b>	81,16	<b>75,07</b>	81,09
LGN (\$/b)	<b>84,95</b>	120,75	<b>91,43</b>	115,33
Gaz naturel classique (\$/kpi3)	<b>11,47</b>	11,76	<b>11,85</b>	12,00
<b>Production par produit</b>				
Région de l'Atlantique – Pétrole brut léger (kb/j)	<b>5,3</b>	13,3	<b>7,1</b>	13,5
Région de l'Asie-Pacifique <sup>1)</sup>				
LGN (kb/j)	<b>8,7</b>	12,0	<b>10,0</b>	12,6
Gaz naturel classique (Mpi3/j)	<b>225,1</b>	269,0	<b>248,5</b>	283,2
Total – Région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)	<b>46,2</b>	56,8	<b>51,5</b>	59,7
<b>Total – production (kbep/j)</b>	<b>51,5</b>	70,1	<b>58,6</b>	73,2
<b>Taux de redevance réel (%)</b>				
Région de l'Atlantique	—	(8,0)	<b>5,3</b>	(1,6)
Région de l'Asie-Pacifique <sup>1)</sup>	<b>10,1</b>	13,1	<b>10,1</b>	11,9
<b>Charges d'exploitation<sup>2)</sup> (\$/bep)</b>	<b>19,48</b>	12,27	<b>18,88</b>	11,94
Région de l'Atlantique	—	30,57	<b>85,02</b>	33,22
Région de l'Asie-Pacifique <sup>1)</sup>	<b>10,96</b>	7,27	<b>8,82</b>	6,58
<b>Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires<sup>2)</sup> (\$/bep)</b>	<b>25,31</b>	30,11	<b>25,81</b>	29,98

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 du semestre clos le 30 juin 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022, principalement en raison de la hausse du prix de référence du Brent.

### Volumes de production

La production dans la région de l'Atlantique a diminué de 8,0 milliers de barils par jour et de 6,4 milliers de barils par jour, respectivement, au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Ces baisses sont attribuables aux activités de révision au NPSD SeaRose qui ont été achevées en mars et avril 2023. La production a repris partiellement à la fin avril et entièrement à la mi-juin. 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. En raison de ces délais et de l'activité de révision planifiée, nous n'avons comptabilisé aucun volume de vente au deuxième trimestre de 2023.

La production dans la région de l'Asie-Pacifique a diminué de 10,6 milliers de barils par jour et de 8,2 milliers de barils par jour, respectivement, au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Cette diminution est attribuable à une interruption de service temporaire non planifiée en Chine au début du 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. De plus, nous avons achevé en juin 2023 des travaux de maintenance planifiés en Chine. 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 contrebalancée en partie par la première production de gaz aux champs MBH et MDA en Indonésie au quatrième trimestre de 2022 ainsi que par les travaux de maintenance planifiés en Chine au deuxième trimestre de 2022. En Indonésie, où nos actifs sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, nous avons foré et achevé, dans le champ MAC, le troisième puits de mise en valeur des trois puits planifiés durant le premier trimestre de 2023. Nous nous attendons à ce que la première production de gaz de ce champ ait lieu au troisième trimestre de 2023.

## Redevances

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, les redevances dans la région de l'Atlantique se sont établies respectivement à 1 M\$ et à 9 M\$ (recouvrements de 16 M\$ et 6 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 le semestre clos le 30 juin 2023 a diminué légèrement pour s'établir à 10,1 % (13,1 % et 11,9 %, 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 le premier semestre de 2023 ont été les coûts liés aux navires et aux hélicoptères, les coûts des réparations et de la maintenance et les coûts de la main-d'œuvre. Au deuxième trimestre de 2023, les charges d'exploitation ont diminué de 21 M\$ dans la région de l'Atlantique, comparativement à 2022, essentiellement en raison d'une baisse de la production et des volumes de vente, ces facteurs étant annulés en partie par les coûts liés aux activités de révision au NPSD SeaRose et les coûts liés aux activités continues de préparation et de maintenance en vue de la remise en service du NPSD de Terra Nova. Les charges d'exploitation pour le premier semestre de 2023 ont augmenté de 50 M\$ en raison du 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 et des coûts liés aux activités continues de préparation et de maintenance en vue de la remise en service du NPSD de Terra Nova. Les charges d'exploitation unitaires ont augmenté au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022, en raison de la baisse des volumes de vente.

Les principales composantes de nos charges d'exploitation dans la région de l'Asie-Pacifique pour le premier semestre 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 augmenté au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022, en raison surtout des coûts liés aux interruptions de service non planifiées ayant eu lieu durant le deuxième trimestre. Les charges d'exploitation unitaires ont augmenté au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2023 en raison principalement des mêmes facteurs que ceux ayant eu une incidence sur les charges d'exploitation totales conjugués à la baisse des volumes de vente.

### Transport

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

## Prix nets opérationnels

(\$/bep, sauf indication contraire)	Trimestre clos le 30 juin 2023			
	Région de l'Atlantique <sup>1)</sup> (\$/b)	Chine	Indonésie <sup>2)</sup>	Total – production extracôtière
Prix de vente <sup>3)</sup>	—	78,48	58,05	73,12
Redevances <sup>3)</sup>	—	4,23	13,60	7,47
Frais de transport et de fluidification <sup>3)</sup>	—	—	—	1,06
Charges d'exploitation <sup>3)</sup>	—	11,91	8,98	19,48
<b>Prix net opérationnel<sup>3)</sup></b>	<b>—</b>	<b>62,34</b>	<b>35,47</b>	<b>45,11</b>

(\$/bep, sauf indication contraire)	Trimestre clos le 30 juin 2022			
	Région de l'Atlantique (\$/b)	Chine	Indonésie <sup>2)</sup>	Total – production extracôtière
Prix de vente <sup>3)</sup>	146,38	82,25	76,06	95,16
Redevances <sup>3)</sup>	(11,50)	4,44	39,69	5,89
Frais de transport et de fluidification <sup>3)</sup>	2,40	—	—	0,52
Charges d'exploitation <sup>3)</sup>	30,57	5,89	13,70	12,27
<b>Prix net opérationnel<sup>4)</sup></b>	<b>124,91</b>	<b>71,92</b>	<b>22,67</b>	<b>76,48</b>

1) Aucun volume de vente n'a été comptabilisé pour nos activités dans la région de l'Atlantique au deuxième trimestre de 2023.

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.

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

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

(\$/bep, sauf indication contraire)	Semestre clos le 30 juin 2023			
	Région de l'Atlantique (\$/b)	Chine	Indonésie <sup>1)</sup>	Total – production extracôtière
Prix de vente <sup>2)</sup>	108,73	81,37	58,72	79,51
Redevances <sup>2)</sup>	6,14	4,44	15,83	7,42
Transport et fluidification <sup>2)</sup>	6,31	—	—	0,83
Charges d'exploitation <sup>2)</sup>	85,02	8,26	10,26	18,88
<b>Prix net opérationnel<sup>3)</sup></b>	<b>11,26</b>	<b>68,67</b>	<b>32,63</b>	<b>52,38</b>

(\$/bep, sauf indication contraire)	Semestre clos le 30 juin 2022			
	Région de l'Atlantique (\$/b)	Chine	Indonésie <sup>1)</sup>	Total – production extracôtière
Prix de vente <sup>2)</sup>	138,92	82,16	75,47	92,74
Redevances <sup>2)</sup>	(2,20)	4,44	37,10	7,27
Transport et fluidification <sup>2)</sup>	2,93	—	—	0,59
Charges d'exploitation <sup>2)</sup>	33,22	5,24	13,61	11,94
<b>Prix net opérationnel<sup>3)</sup></b>	<b>104,97</b>	<b>72,48</b>	<b>24,76</b>	<b>72,94</b>

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

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

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

### Amortissement et épuisement

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Production extracôtière s'est établie respectivement à 91 M\$ et à 219 M\$ (159 M\$ et 309 M\$, respectivement, en 2022). Le taux d'épuisement moyen pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 s'est établi respectivement à 25,31 \$ le bep et à 25,81 \$ le bep (30,11 \$ le bep et 29,98 \$ le bep, respectivement, en 2022).

## SECTEURS EN AVAL

### Fabrication au Canada

Au deuxième trimestre de 2023, nous avons :

- atteint un taux d'utilisation du brut de 86 % (73 % en 2022) pour notre secteur Fabrication au Canada;
- inscrit une marge d'exploitation de 116 M\$, soit une hausse de 62 M\$ par rapport à 2022, attribuable surtout à la baisse des charges d'exploitation et à la hausse de la production de la raffinerie de Lloydminster et de l'usine de valorisation;
- composé avec une interruption de service non planifiée à l'usine de valorisation en avril qui a été résolue en mai.

### Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Produits des activités ordinaires	1 363	2 245	2 871	3 852
Marchandises achetées	1 083	1 980	2 176	3 315
<b>Marge brute<sup>1)</sup></b>	<b>280</b>	<b>265</b>	<b>695</b>	<b>537</b>
<b>Charges</b>				
Charges d'exploitation	164	211	316	362
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>116</b>	<b>54</b>	<b>379</b>	<b>175</b>
Amortissement et épuisement	43	72	86	122
<b>Résultat sectoriel</b>	<b>73</b>	<b>(18)</b>	<b>293</b>	<b>53</b>

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

## Sommaire des résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
<b>Capacité de production unitaire de pétrole brut lourd</b> (kb/j)	<b>110,5</b>	110,5	<b>110,5</b>	110,5
Usine de valorisation de Lloydminster	<b>81,5</b>	81,5	<b>81,5</b>	81,5
Raffinerie de Lloydminster	<b>29,0</b>	29,0	<b>29,0</b>	29,0
<b>Production unitaire de pétrole brut lourd</b> (kb/j)	<b>95,3</b>	80,9	<b>97,0</b>	89,4
Usine de valorisation de Lloydminster	<b>68,1</b>	64,6	<b>69,0</b>	67,6
Raffinerie de Lloydminster	<b>27,2</b>	16,3	<b>28,0</b>	21,8
<b>Taux d'utilisation du pétrole brut<sup>1)</sup></b> (%)	<b>86</b>	73	<b>88</b>	81
<b>Production totale</b> (kb/j)	<b>108,3</b>	90,9	<b>110,6</b>	100,7
Diesel	<b>12,4</b>	7,0	<b>12,4</b>	8,2
Pétrole brut synthétique	<b>44,8</b>	43,5	<b>45,2</b>	45,7
Asphalte	<b>15,3</b>	9,2	<b>15,5</b>	12,1
Autres	<b>31,9</b>	26,6	<b>33,0</b>	30,0
Éthanol	<b>3,9</b>	4,6	<b>4,5</b>	4,7
<b>Écart lié à la valorisation<sup>2)</sup></b> (\$/b)	<b>26,40</b>	26,47	<b>34,06</b>	23,44
<b>Marge d'affinage<sup>3)</sup></b> (\$/b)	<b>28,36</b>	24,87	<b>35,93</b>	24,55
Usine de valorisation de Lloydminster	<b>27,66</b>	25,54	<b>38,22</b>	26,29
Raffinerie de Lloydminster	<b>30,14</b>	22,22	<b>30,28</b>	19,17
<b>Charges d'exploitation unitaires<sup>4)</sup></b> (\$/b)	<b>13,40</b>	19,93	<b>12,92</b>	15,05
<b>Transport ferroviaire</b>				
Volumes de chargement <sup>5)</sup> (kb/j)	—	—	<b>1,1</b>	1,5

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

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

3) 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 le semestre clos le 30 juin 2023 se sont établis respectivement à 1,0 G\$ et 2,3 G\$ (1,2 G\$ et 1,9 G\$, respectivement, en 2022 pour l'usine de valorisation). Les produits des activités ordinaires de la raffinerie de Lloydminster pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 se sont chiffrés respectivement à 226 M\$ et 414 M\$ (respectivement 243 M\$ et 429 M\$ en 2022).

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

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

La production de l'usine de valorisation a augmenté de 3,5 milliers de barils par jour par rapport à celle du deuxième trimestre de 2022 pour s'établir à 68,1 milliers de barils par jour, en raison surtout d'activités de révision planifiées ayant eu lieu au deuxième trimestre de 2022. Cette augmentation a été annulée en partie par une interruption de service non planifiée à l'usine de valorisation au cours du deuxième trimestre de 2023 qui a eu une incidence sur la production pendant environ un mois. Le taux d'utilisation du pétrole brut s'est établi à 84 % au deuxième trimestre de 2023, comparativement à 79 % au deuxième trimestre de 2022.

La production de l'usine de valorisation en cumul depuis le début de l'exercice a augmenté de 1,4 milliard de barils par jour, comparativement à celle du premier semestre de 2022, pour s'établir à 69,0 milliards de barils par jour. Cette augmentation s'explique essentiellement par l'achèvement d'activités de révision planifiées en 2022 conjugué à des interruptions de service liées à la maintenance ayant eu lieu au premier trimestre de 2022. Cette augmentation en 2023 a été annulée en partie par l'interruption de service non planifiée susmentionnée ainsi que par des interruptions de service non planifiées et l'incidence des températures plus froides au quatrième trimestre de 2022. Ces interruptions de service ont été résolues, et l'usine de valorisation a renoué avec la pleine production à la mi-janvier 2023. Le taux d'utilisation du pétrole brut est demeuré stable pour le semestre clos le 30 juin 2023 comparativement à celui de la période correspondante de 2022.

La raffinerie de Lloydminster a fonctionné à sa capacité maximale ou presque durant le premier semestre de 2023. La production a augmenté de 10,9 milliers de barils par jour comparativement à celle du deuxième trimestre de 2022 pour s'établir à 27,2 milliers de barils par jour. Cette augmentation s'explique avant tout par l'achèvement d'une activité de révision planifiée ayant eu lieu au deuxième trimestre de 2022. Au cours du semestre clos le 30 juin 2023, la production a augmenté de 6,2 milliers de barils par jour, comparativement à celle de la période correspondante de 2022, pour s'établir à 28,0 milliers de barils par jour, en raison des facteurs susmentionnés.

### 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 deuxième trimestre de 2023, les produits des activités ordinaires ont diminué de 882 M\$ pour s'établir à 1,4 G\$, comparativement à la période correspondante de 2022, en raison de la cession de nos activités de vente de carburant au détail au troisième trimestre de 2022 et de la baisse des prix des produits raffinés, ces facteurs étant contrebalancés en partie par l'augmentation de la production. Au premier semestre de 2023, les produits des activités ordinaires ont diminué de 981 M\$ pour s'établir à 2,9 G\$ en raison des facteurs susmentionnés.

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023, les prix du pétrole brut synthétique ont chuté de 33 % et de 25 %, respectivement, pour s'établir respectivement à 76,66 \$ US le baril et 77,42 \$ US le baril, comparativement aux périodes correspondantes de 2022.

La marge brute a augmenté de 15 M\$ pour s'établir à 280 M\$ au deuxième trimestre de 2023 comparativement à celle du trimestre correspondant de 2022 en raison de l'augmentation de la production de l'usine de valorisation et de la raffinerie de Lloydminster. Cette augmentation a été annulée par la cession de nos activités de vente de carburant au détail au troisième trimestre de 2022.

La marge brute a augmenté de 158 M\$ pour s'établir à 695 M\$ au semestre clos le 30 juin 2023, comparativement à la période correspondante de 2022, en raison de l'écart lié à la valorisation accru conjugué aux facteurs susmentionnés.

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

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

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier semestre de 2023 ont été les coûts des réparations, de la main-d'œuvre et de la maintenance et de l'énergie. Les charges d'exploitation totales et unitaires ont diminué pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022, en raison d'activités de révision planifiées à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster ayant eu lieu au deuxième trimestre de 2022 ainsi que de la cession de notre réseau de vente au détail de carburant au troisième trimestre de 2022. 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 le semestre clos le 30 juin 2023, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Fabrication au Canada s'est établie respectivement à 43 M\$ et à 86 M\$ (respectivement à 72 M\$ et à 122 M\$ en 2022). Cette baisse est attribuable aux réductions de valeur comptabilisées au deuxième trimestre de 2022.

#### **Fabrication aux États-Unis**

Au deuxième trimestre de 2023, nous avons :

- procédé au redémarrage réussi de la raffinerie de Toledo et rétabli sa pleine production en juin;
- poursuivi l'augmentation de la production de la raffinerie de Superior de façon sécuritaire et contrôlée. Les travaux sont en cours en vue du démarrage du craqueur catalytique à lit fluidisé;
- atteint un taux d'utilisation du brut de 93 % à la raffinerie de Lima (91 % en 2022);
- inscrit une marge d'exploitation de 27 M\$, soit une baisse de 766 M\$ comparativement à 2022, en raison surtout de la diminution de la marge de raffinage par baril, cette diminution ayant été contrebalancée en partie par la hausse de la production unitaire de pétrole brut et de la production de produits raffinés;
- achevé les activités de révision planifiées aux raffineries de Wood River et de Borger qui avaient été entreprises au premier trimestre;
- engagé des dépenses d'investissement de 153 M\$ qui ont été essentiellement consacrées à la reconstruction de la raffinerie de Superior et aux dépenses d'investissement de maintien à la raffinerie de Lima.



## Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Produits des activités ordinaires	6 198	8 474	12 058	14 983
Marchandises achetées	5 498	6 939	10 627	12 421
<b>Marge brute<sup>3)</sup></b>	<b>700</b>	<b>1 535</b>	<b>1 431</b>	<b>2 562</b>
<b>Charges</b>				
Charges d'exploitation	679	655	1 281	1 149
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(6)	87	(5)	197
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>27</b>	<b>793</b>	<b>155</b>	<b>1 216</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(5)	(41)	(11)	(14)
Amortissement et épuisement	102	83	205	168
<b>Résultat sectoriel</b>	<b>(70)</b>	<b>751</b>	<b>(39)</b>	<b>1 062</b>

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

## Sommaire des résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
<b>Capacité de production unitaire de pétrole brut lourd<sup>1)</sup></b> (kb/j)	<b>635,2</b>	502,5	<b>635,2</b>	502,5
Raffinerie de Lima <sup>2)</sup>	178,7	175,0	178,7	175,0
Raffinerie de Toledo <sup>3)</sup>	160,0	80,0	160,0	80,0
Raffinerie de Superior	49,0	—	49,0	—
Raffineries de Wood River et de Borger <sup>4)</sup>	247,5	247,5	247,5	247,5
<b>Production unitaire de pétrole brut lourd (kb/j)</b>	<b>442,5</b>	376,4	<b>401,1</b>	390,0
Raffinerie de Lima	165,8	159,4	166,5	147,8
Raffinerie de Toledo <sup>3)</sup>	48,3	27,0	24,3	49,5
Raffinerie de Superior	25,2	—	12,8	—
Raffineries de Wood River et de Borger <sup>4)</sup>	203,2	190,0	197,5	192,7
<b>Capacité de production unitaire de pétrole brut lourd</b> (kb/j)				
Pétrole brut lourd	155,1	106,5	161,5	130,1
Pétrole brut léger et moyen	287,4	269,9	239,6	259,9
<b>Taux d'utilisation du pétrole brut (%)</b>	<b>70</b>	75	<b>69</b>	78
<b>Production totale (kb/j)</b>	<b>463,6</b>	391,2	<b>419,4</b>	408,9
Essence	199,4	175,1	193,2	196,7
Distillats	160,9	144,4	149,6	146,4
Autres	103,3	71,7	76,6	65,8
<b>Marge d'affinage<sup>6), 7)</sup> (\$/b)</b>	<b>17,40</b>	44,81	<b>19,72</b>	36,29
<b>Charges d'exploitation unitaires<sup>7), 8)</sup> (\$/b)</b>	<b>16,88</b>	19,13	<b>17,66</b>	16,28

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

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

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

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

5) La production unitaire et la capacité de production unitaire de pétrole brut de la raffinerie de Superior ne sont pas 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.

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

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

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

Au deuxième trimestre de 2023, la production unitaire de pétrole brut du secteur Fabrication aux États-Unis a augmenté de 66,1 millions de barils par jour, comparativement à 2022, pour s'établir à 442,5 millions de barils par jour, en raison des facteurs suivants :

- le bon rendement de la raffinerie de Lima, dont le taux d'utilisation du pétrole brut s'est situé à 93 % au trimestre clos le 30 juin 2023 (91 % en 2022). La production a augmenté de 6,4 millions de barils par jour d'un trimestre à l'autre, cette augmentation étant surtout attribuable à des interruptions de service sur le pipeline qui achemine la charge d'alimentation vers la raffinerie en 2022;
- l'acquisition de Toledo le 28 février 2023 et le retour à la pleine production de la raffinerie. L'unité de production de pétrole brut de petite capacité a redémarré en avril, et l'unité de grande capacité a redémarré en juin. Au cours du trimestre clos le 30 juin 2023, le taux d'utilisation du pétrole brut s'est établi à 30 % (34 % en 2022). La production de pétrole brut a augmenté de 21,3 millions de barils par jour pour s'établir à 48,3 millions de barils par jour au deuxième trimestre de 2023, comparativement au deuxième trimestre de 2022. L'augmentation de la production est attribuable à l'acquisition de Toledo et a été compensée par une baisse des tarifs à mesure que la production de la raffinerie augmentait. Au deuxième trimestre de 2022, nous avons entrepris d'importantes activités de révision planifiées à la raffinerie de Toledo qui ont été achevées au troisième trimestre de 2022;

- l'augmentation de la production de la raffinerie de Superior s'est poursuivie au deuxième trimestre. La production moyenne de la raffinerie s'est chiffrée à 25,2 milliers de barils par jour au deuxième trimestre de 2023, après que nous avons démarré la circulation d'hydrocarbures en février et commencé la production de pétrole brut à la mi-mars. La production de produits raffinés s'est établie en moyenne à 25,1 milliers de barils par jour au deuxième trimestre;
- l'augmentation de la production à la raffinerie de Wood River. Au deuxième trimestre de 2023, la deuxième étape de l'activité de révision planifiée a été achevée, et la raffinerie a renoué avec la pleine production en mai. Une importante activité de révision planifiée avait eu lieu à la raffinerie en 2022. Cette activité de révision de 2022 avait une plus grande portée, ce qui a eu une plus grande incidence sur la production en 2022.
- à la raffinerie de Borger, nous avons réalisé de façon sécuritaire une activité de révision planifiée à la fin d'avril. La raffinerie a subi des interruptions de service temporaires non planifiées au deuxième trimestre qui ont eu une incidence sur sa production;
- le taux d'utilisation de pétrole brut combiné pour les raffineries de Wood River et de Borger au trimestre clos le 30 juin 2023 s'est établi à 82 % (77 % en 2022).

Au premier semestre de 2023, la production unitaire de pétrole brut du secteur Fabrication aux États-Unis a augmenté de 11,1 milliers de barils par jour en raison des facteurs susmentionnés ainsi que des facteurs suivants :

- le rendement de la raffinerie de Lima, dont le taux d'utilisation du pétrole brut s'est situé à 93 % au semestre clos le 30 juin 2023 (84 % en 2022); La production a augmenté de 18,7 milliers de barils par jour comparativement au premier semestre de 2022. Cette augmentation s'explique par les problèmes d'approvisionnement susmentionnés, des interruptions temporaires et non planifiées de matériel en 2022 et l'exploitation de la raffinerie à des taux réduits au début de 2022 en raison de faibles marges de craquage sur le marché;
- l'augmentation de la production à la raffinerie de Wood River attribuable en grande partie à la décision prise au premier trimestre de 2022 d'en réduire le taux de production afin d'optimiser les marges, comme le dictaient les conditions du marché. Une activité de révision a également eu lieu à la raffinerie au premier trimestre de 2022 et s'est prolongée jusqu'au deuxième trimestre de 2022;
- la raffinerie de Borger a connu des interruptions de service non planifiées au quatrième trimestre de 2022 et a renoué avec la pleine production en janvier 2023. Une activité de révision planifiée qui se répercutera davantage sur la production de la raffinerie a commencé en mars 2023.
- le taux d'utilisation de pétrole brut combiné pour les raffineries de Wood River et de Borger au semestre clos le 30 juin 2023 s'est établi à 80 % (78 % en 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 du semestre clos le 30 juin 2023, les marges de craquage 3-2-1 à Chicago ont diminué de 39 % et de 11 %, respectivement, pour s'établir respectivement à 28,57 \$ US le baril et 28,72 \$ US le baril, comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023, les marges de craquage du groupe 3 ont diminué de 28 % et de 2 %, respectivement, pour s'établir respectivement à 31,78 \$ US le baril et 31,56 \$ US le baril, comparativement aux périodes correspondantes de 2022.

Les produits des activités ordinaires ont diminué de 2,3 M\$ et de 2,9 M\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, par rapport aux périodes correspondantes de 2022. Cette diminution est essentiellement attribuable à la baisse des prix des produits raffinés, compensée en partie par la production de ces produits. De plus, les volumes de vente ont marqué un délai par rapport aux volumes de production en raison de l'accumulation de stocks à la raffinerie de Lima et du délai normal prévu lié à l'augmentation de la production aux raffineries de Toledo et de Superior. Les prix de l'essence ont diminué au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2023 pour s'établir en moyenne à 102,32 \$ US et 101,07 \$ US, respectivement, comparativement à 149,05 \$ US et 129,11 \$ US, respectivement, aux périodes correspondantes de 2022. Les prix du diesel ont également chuté, s'établissant à 102,40 \$ US et 108,90 \$ US, respectivement, comparativement à 166,62 \$ US et 143,11 \$ US, respectivement, en 2022.

La marge brute a diminué de 835 M\$ et de 1,1 G\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, par rapport aux périodes correspondantes de 2022. Ces diminutions sont surtout attribuables à la baisse des marges de craquage sur le marché, contrebalancée en partie par la hausse de la production de produits raffinés.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, nous avons réalisé des profits respectifs de 6 M\$ et de 5 M\$ liés à la gestion des risques (pertes de 87 M\$ et de 197 M\$, respectivement, en 2022) au titre du règlement des prix de référence relatifs à nos contrats de gestion des risques. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, nous avons comptabilisé des profits latents liés à la gestion des risques respectifs de 5 M\$ et de 11 M\$ (41 M\$ et 14 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.

### Charges d'exploitation

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

Pour le trimestre clos le 30 juin 2023, les charges d'exploitation ont augmenté de 24 M\$ par rapport à la période correspondante de 2022, en raison des facteurs suivants :

- l'acquisition de Toledo le 28 février 2023;
- une hausse des activités de maintenance combinée aux coûts de mise en service et d'augmentation de la production à la raffinerie de Superior;
- des coûts de préparation en vue d'activités de révision à la raffinerie de Lima;
- une hausse des coûts de la main-d'œuvre.

Ces hausses ont été contrebalancées en partie par des coûts liés aux activités de révision à la raffinerie de Toledo au deuxième trimestre de 2022, conjugués à des coûts moins élevés liés aux activités de révision à la raffinerie de Wood River, comparativement à 2022, en raison d'une portée beaucoup moins grande des travaux en 2023.

Pour le semestre clos le 30 juin 2023, les charges d'exploitation ont augmenté de 132 M\$ par rapport à la période correspondante de 2022, en raison des facteurs suivants :

- l'acquisition de Toledo le 28 février 2023;
- l'augmentation des coûts des réparations et de la maintenance ainsi que des coûts des services en lien avec les activités de démarrage à la raffinerie de Superior et les projets de maintenance à la raffinerie de Lima;
- la hausse des coûts de la main-d'œuvre.

Cette hausse a été contrebalancée en partie par des coûts liés aux activités de révision à la raffinerie de Toledo au deuxième trimestre de 2022, conjugués à des coûts moins élevés liés aux activités de révision aux raffineries de Wood River et de Borger, comparativement à 2022, en raison d'une portée beaucoup moins grande des travaux en 2023.

Les charges d'exploitation unitaires ont diminué de 2,25 \$ par baril au cours du trimestre clos le 30 juin 2023, par rapport à celle de la période correspondante de 2022, principalement en raison de l'augmentation de la production. Au cours du semestre clos le 30 juin 2023, les charges d'exploitation unitaires ont augmenté de 1,38 \$ par baril, par rapport à celle de la période correspondante de 2022, principalement en raison des facteurs susmentionnés, contrebalancés en partie par l'augmentation de la production.

### Amortissement et épusement

La charge d'amortissement et d'épusement du secteur Fabrication aux États-Unis s'est établie à 102 M\$ et 205 M\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, comparativement à 83 M\$ et 168 M\$, respectivement, en 2022.

## ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

### Gestion des risques

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, les activités au titre de la gestion des risques à l'échelle de la société ont donné lieu à ce qui suit :

- un profit réalisé de 4 M\$ et une perte réalisée de 3 M\$, respectivement, liés à la gestion des risques aux termes des contrats d'énergie renouvelable et des contrats de gestion des risques de change (pertes de 14 M\$ et de 7 M\$, respectivement, en 2022);
- des pertes latentes de 21 M\$ et de 51 M\$, respectivement, liées à la gestion des risques aux termes des contrats d'énergie renouvelable et des contrats de gestion des risques de change (profit de 16 M\$ et perte de 2 M\$, respectivement, en 2022).

## Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Frais généraux et frais d'administration	167	218	325	417
Charges financières	193	195	387	424
Produit d'intérêts	(34)	(8)	(67)	(23)
Coûts d'intégration et de transaction	17	28	37	52
(Profit) perte de change, montant net	(119)	192	(126)	90
(Profit) perte lié à la réévaluation	—	—	33	—
Réévaluation des paiements conditionnels	(1)	15	16	251
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(10)	(62)	(11)	(304)
Autres (produits) charges, montant net	(14)	(38)	(20)	(408)
	199	540	574	499

### Frais généraux et d'administration

Au premier semestre de 2023, les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été les coûts de la main-d'œuvre et les coûts des technologies de l'information ainsi que les primes d'intéressement à long terme. Les frais généraux et frais d'administration ont diminué au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2023, comparativement aux périodes correspondantes de 2022, surtout en raison de la baisse des coûts au titre des primes d'intéressement à long terme. Le cours de clôture de nos actions ordinaires le 30 juin 2023 était de 22,50 \$, soit une baisse par rapport aux cours en vigueur le 31 mars 2023 et le 31 décembre 2022. Le cours de clôture de nos actions ordinaires le 30 juin 2022 était de 24,49 \$, en hausse par rapport aux cours en vigueur le 31 mars 2022 et le 31 décembre 2021.

### Charges financières

Les charges financières sont demeurées stables au deuxième trimestre de 2023, comparativement à celles du deuxième trimestre de 2022, essentiellement en raison du rachat de titres de créances en 2022 ayant permis de réduire la dette à long terme moyenne de la société, annulé en partie par un escompte de 32 M\$ au remboursement de la dette à long terme en 2022. En cumul depuis le début de l'exercice, les charges financières ont diminué comparativement à celles de la période correspondante de 2022 en raison des mêmes facteurs que ceux qui ont eu une incidence sur les charges financières au deuxième 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 sur la dette à long terme.

Au cours de l'exercice clos le 30 juin 2023, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette était de 4,7 % (4,7 % en 2022).

### Coûts d'intégration et de transaction

Au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2023, nous avons engagé des coûts d'intégration et de transaction de 17 M\$ et de 37 M\$, respectivement, au titre de l'acquisition de Toledo.

Au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2022, nous avons engagé des coûts d'intégration et de transaction de 28 M\$ et de 52 M\$, respectivement, au titre de l'intégration de Cenovus et de Husky Energy Inc.

### Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
(Profit) perte de change latent	(172)	260	(158)	121
(Profit) perte de change réalisé	53	(68)	32	(31)
	(119)	192	(126)	90

Au deuxième trimestre de 2023 et en cumul depuis le début de l'exercice, 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 les deux périodes de 2023 se rapportaient essentiellement au règlement de dette intersociétés et au fonds de roulement.

### (Profit) perte lié à la réévaluation

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

### Réévaluation des paiements conditionnels

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

Le paiement conditionnel est comptabilisé à titre d'option financière, les variations de la juste valeur étant inscrites dans le résultat net. Au 30 juin 2023, la juste valeur du paiement variable était évaluée à 320 M\$, ce qui a donné lieu à un profit hors trésorerie de 1 M\$ au titre de la réévaluation et à une perte hors trésorerie de 16 M\$ au titre de la réévaluation, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023.

Au cours du semestre clos le 30 juin 2023, nous avons versé la somme de 134 M\$ au titre de cette entente. Le prochain versement trimestriel de 73 M\$ est prévu le 28 juillet 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 juin 2023, le prix à terme moyen estimatif du WCS pour la durée restante du paiement variable était d'environ 74,46 \$ le baril. Au 30 juin 2023, le paiement maximal sur la durée résiduelle du contrat était de 393 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. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, des pertes au titre de la réévaluation hors trésorerie de 15 M\$ et de 251 M\$, respectivement, avaient été comptabilisées.

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

Nous n'avons comptabilisé aucune sortie d'actif significative au cours du premier semestre de 2023. Pour le premier semestre de 2022, nous avons comptabilisé un profit à la sortie d'actifs de 304 M\$ en raison surtout de la réalisation de la vente de nos actifs de Tucker et de Wembley et de la sortie d'actifs représentant 12,5 % de notre participation dans le champ White Rose et ses extensions satellites.

#### Autres (produits) charges, montant net

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, les autres produits ont diminué de 24 M\$ et 388 M\$, respectivement, comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Pour le premier semestre 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 épuisement

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 s'est chiffrée respectivement à 19 M\$ et à 40 M\$ (29 M\$ et 59 M\$, respectivement, en 2022).

#### Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Impôt exigible				
Canada	199	570	457	937
États-Unis	(17)	261	—	281
Région de l'Asie-Pacifique	38	71	84	109
Autres pays	6	—	12	—
<b>Total de la charge (du produit) d'impôt exigible</b>	<b>226</b>	<b>902</b>	<b>553</b>	<b>1 327</b>
<b>Charge (produit) d'impôt différé</b>	<b>(44)</b>	<b>(61)</b>	<b>(414)</b>	<b>57</b>
	<b>182</b>	<b>841</b>	<b>139</b>	<b>1 384</b>

Pour le semestre clos le 30 juin 2023, la société a comptabilisé une charge d'impôt exigible liée à l'exploitation pour tous les territoires où Cenovus exerce ses activités sauf les États-Unis. La baisse de la charge d'impôt exigible pour 2023 découle de la baisse du bénéfice en comparaison de 2022. Le taux d'imposition effectif pour le premier semestre de 2023 s'est établi à 8,5 % (25,4 % 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 et de profits de change latents, comparativement à des pertes en 2022. Compte non tenu de l'incidence de l'acquisition de Toledo et des montants liés au change, 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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
<b>Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :</b>				
Activités d'exploitation	1 990	2 979	1 704	4 344
Activités d'investissement	(1 159)	(791)	(2 914)	(454)
<b>Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement</b>	<b>831</b>	<b>2 188</b>	<b>(1 210)</b>	<b>3 890</b>
Activités de financement	(639)	(2 011)	(1 074)	(3 104)
Incidence des fluctuations du cours de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(74)	117	(73)	34
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>118</b>	<b>294</b>	<b>(2 357)</b>	<b>820</b>
			<b>30 juin 2023</b>	<b>31 décembre 2022</b>
(en millions de dollars)			<b>2 167</b>	<b>4 524</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>			<b>8 534</b>	<b>8 806</b>
<b>Dettes totales</b>				

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

Pour le trimestre clos le 31 mars 2023, les sorties de trésorerie liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 2,0 G\$, comparativement à 3,0 G\$ pour le trimestre correspondant de 2022. Cette variation s'explique essentiellement par la baisse de la marge d'exploitation.

Pour le semestre clos le 31 mars 2023, les sorties de trésorerie liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 1,7 G\$ (4,3 G\$ en 2022). Cette importante baisse est principalement attribuable à la marge d'exploitation moins élevée ainsi qu'à l'effet sur le fonds de roulement du 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 deuxième trimestre de 2023, comparativement à celles de 2022, en raison surtout de l'augmentation des dépenses d'investissement et de la baisse du produit de la sortie d'actifs. De plus, le fonds de roulement hors trésorerie a diminué en 2023 en raison essentiellement du paiement conditionnel lié à Sunrise et d'un produit d'assurance reçu en 2022 en lien avec l'incident survenu à la raffinerie de Superior.

Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont augmenté considérablement au deuxième semestre de 2023, comparativement à celles de 2022, en raison surtout de la baisse du produit de la sortie d'actifs par rapport à 2022, d'une augmentation des dépenses d'investissement et de la clôture de l'acquisition de Toledo au premier trimestre de 2023. De plus, le fonds de roulement hors trésorerie a diminué en 2023 en raison essentiellement des facteurs susmentionnés.

### Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, les sorties de trésorerie liées aux activités de financement ont diminué par rapport à celles de la période correspondante de 2022. Cette diminution est essentiellement attribuable au paiement de 750 M\$ au deuxième trimestre de 2022 pour le rachat de la totalité de nos billets non garantis à 3,55 % ainsi qu'au paiement de 402 M\$ US au premier trimestre de 2022 pour le rachat des soldes en circulation de deux de nos billets non garantis d'un montant en capital totalisant 384 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 et par l'exercice d'un moins grand nombre d'options sur actions ordinaires dans le cadre de notre régime d'options sur actions. Au premier semestre de 2023, nous avons versé des dividendes de base de 0,245 \$ par action ordinaire (0,140 \$ par action ordinaire en 2022).

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, nous avons remboursé des montants de néant et de 115 M\$, respectivement, sur nos emprunts à long terme (63 M\$ et 79 M\$, respectivement, en 2022).

## Fonds de roulement

Compte non tenu du paiement conditionnel, notre fonds de roulement ajusté s'élevait à 3,6 G\$ au 30 juin 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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>1 990</b>	2 979	<b>1 704</b>	4 344
(Ajouter) déduire :				
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(41)	(27)	(89)	(46)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	132	(92)	(1 501)	(1 291)
<b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés</b>	<b>1 899</b>	3 098	<b>3 294</b>	5 681
Dépenses d'investissement	1 002	822	2 103	1 568
<b>Fonds provenant de l'exploitation disponibles</b>	<b>897</b>	2 276	<b>1 191</b>	4 113
Ajouter (déduire) :				
Dividendes de base versés sur les actions ordinaires	(265)	(207)		
Dividendes versés sur les actions privilégiées	(9)	(8)		
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(41)	(27)		
Remboursement du capital des contrats de location	(76)	(75)		
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(4)	(1)		
Produit de la sortie d'actifs	3	112		
Paiement à la sortie d'actifs	—	(50)		
<b>Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles</b>	<b>505</b>	2 020		

## 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.

Aucun dividende variable n'a été déclaré pour le deuxième trimestre de 2023.

Le 31 mars 2023, notre dette à long terme se chiffrait à 8,7 G\$ et notre dette nette s'établissait à 6.6 G\$. Par conséquent, notre rendement cible pour les actionnaires pour le trimestre clos le 30 juin 2023 était de 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles du deuxième trimestre de 505 M\$. Par conséquent, notre rendement cible a été de 253 M\$. Nous avons remis aux actionnaires un montant de 310 M\$ par le truchement de rachats d'actions. Comme nous avons respecté notre rendement cible pour les actionnaires par le truchement du rachat d'actions, aucun dividende variable n'a été déclaré pour le troisième trimestre.

(en millions de dollars)	Trimestre clos le	
	30 juin 2023	31 mars 2023
<b>Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles</b>	<b>505</b>	(499)
<b>Rendement cible</b>	<b>253</b>	—
Déduire : Rachat d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique	<b>(310)</b>	(40)
<b>Montant disponible aux fins de la déclaration d'un dividende variable</b>	<b>—</b>	—

Le 30 juin 2023, notre dette nette était de 6,4 G\$ et, par conséquent, notre rendement cible pour les actionnaires pour le trimestre clos le 30 septembre 2023 sera de 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles du troisième trimestre.

### Emprunts à court terme

Au 30 juin 2023, aucun prélèvement n'avait été effectué sur les facilités remboursables à vue non engagées de WRB (au 31 décembre 2022, la quote-part de la société était de 85 M\$ US (115 M\$ CA)). Il n'y avait aucun prélèvement direct sur nos facilités remboursables à vue non engagées au 30 juin 2023 et au 31 décembre 2022.

### Dettes à long terme et dette totale

La dette totale et la dette à long terme totalisaient 8,5 G\$ au 30 juin 2023. Au 31 décembre 2022, la dette totale s'établissait à 8,8 G\$, dont une tranche de 8,7 G\$ représentait la dette à long terme. La variation du montant de la dette à long terme s'explique essentiellement par des profits de change latents à la conversion de notre dette libellée en dollars américains.

Au 30 juin 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 juin 2023 :

(en millions de dollars)	Échéance	Montant disponible
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	<b>s. o.</b>	<b>2 167</b>
<b>Facilité de crédit engagée<sup>1)</sup></b>		
Facilité de crédit renouvelable – tranche A	<b>10 novembre 2026</b>	<b>3 700</b>
Facilité de crédit renouvelable – tranche B	<b>10 novembre 2025</b>	<b>1 800</b>
<b>Facilités remboursables à vue non engagées</b>		
Cenovus Energy Inc. <sup>2)</sup>	<b>s. o.</b>	<b>1 061</b>
WRB <sup>3)</sup>	<b>s. o.</b>	<b>298</b>

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

2) Nos facilités remboursables à vue non engagées comprennent un montant de 1,9 G\$, dont une tranche de 1,4 G\$ peut être prélevée à des fins générales, la totalité du montant pouvant servir à l'émission de lettres de crédit. Au 30 juin 2023, des lettres de crédit en cours totalisant 390 M\$ (490 M\$ au 31 décembre 2022) étaient émises; aucun prélèvement n'avait été fait.

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

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

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

Au 30 juin 2023, le capital de nos billets non garantis libellés en dollars américains toujours en circulation s'établissait à 4,8 G\$ US, ou 6,4 G\$ CA (4,8 G\$ US, ou 6,5 G\$ CA au 31 décembre 2022), et le capital de nos billets non garantis libellés en dollars canadiens toujours en circulation s'établissait à 2,0 G\$ (2,0 G\$ au 31 décembre 2022).

### Prospectus préalable de base

Nous avons déposé un prospectus préalable de base qui nous permet d'émettre à l'occasion, au Canada, aux États-Unis ou ailleurs, là où la loi l'autorise, des titres d'emprunt, des actions ordinaires, des actions privilégiées, des reçus de souscription, des bons de souscription, des contrats d'achat d'actions et des unités, d'un montant pouvant aller jusqu'à 5,0 G\$ US ou l'équivalent dans d'autres devises. Le prospectus préalable de base vient à échéance en novembre 2023. Au 30 juin 2023, des émissions de 4,7 G\$ US peuvent encore être effectuées aux termes du prospectus préalable de base (4,7 G\$ US au 31 décembre 2022). Les placements aux termes du prospectus préalable de base sont assujettis à la disponibilité sur le marché.

### Ratios financiers

Cenovus surveille sa structure du capital et ses besoins en financement en utilisant le ratio dette nette/capitaux permanents, le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et le ratio dette nette/BAIIA ajusté. Se reporter à la note 14 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

La dette nette s'entend des emprunts à court terme et de la partie courante et de la partie non courante de la dette à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des placements à court terme. Les composantes des ratios comprennent les capitaux permanents, les fonds provenant de l'exploitation ajustés et le BAIIA ajusté. Les capitaux



permanents correspondent à la dette nette plus les capitaux propres. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés, dans le contexte du ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés, correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, diminués du règlement des passifs relatifs au démantèlement et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation calculé sur une base de 12 mois. Le BAIIA ajusté, dans le contexte du ratio dette nette/BAIIA ajusté, correspond au 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 juin 2023	31 décembre 2022
Ratio dette nette/capitaux permanents (%)	19	13
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés (fois)	0,7	0,4
Ratio dette nette/BAIIA ajusté (fois)	0,7	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 juin 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 juin 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 juin 2023, environ 1 896,5 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (1 909,2 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2022) et 36 millions d'actions privilégiées étaient en circulation (36 millions d'actions privilégiées au 31 décembre 2022). Se reporter à la note 19 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Cenovus maintient l'offre publique dans le but de racheter jusqu'à 136,7 millions d'actions ordinaires pour une période allant du 9 novembre 2022 au 8 novembre 2023. Au cours du premier semestre de 2023, Cenovus a racheté et annulé 15,6 millions d'actions ordinaires d'un montant de 350 M\$ (68,0 millions d'actions ordinaires d'un montant de 1,5 G\$ en 2022) au cours moyen pondéré en fonction du volume de 22,43 \$ par action ordinaire (21,89 \$ par action ordinaire en 2022) dans le cadre de l'offre publique. Le surplus d'apport a été réduit de 217 M\$ (907 M\$ en 2022), soit l'excédent du prix d'achat des actions ordinaires sur leur valeur comptable moyenne. Au 30 juin 2023, 109,6 millions d'actions ordinaires étaient disponibles pour le rachat dans le cadre de l'offre publique qui viendra à échéance le 8 novembre 2023.

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 correspond 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. Dans le cadre des ententes de rachat de bons de souscription, Cenovus a la possibilité de payer le prix de rachat global des bons de souscription durant le reste de 2023, à même l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles de chaque trimestre, le paiement intégral devant être fait au plus tard le 5 janvier 2024. Au 30 juin 2023, aucun paiement n'avait été fait au titre des bons de souscription rachetés. Au 30 juin 2023, environ 8,6 millions de bons de souscription de Cenovus étaient en circulation (55,7 millions de bons de souscription de Cenovus au 31 décembre 2022).

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

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

Nos actions en circulation se présentent comme suit :

Au 24 juillet 2023	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
Actions ordinaires	1 896 529	s. o.
Bons de souscription de Cenovus	8 590	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	16 013	10 539
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	19 134	1 679

#### Dividendes sur les actions ordinaires

Au deuxième trimestre de 2023, nous avons versé des dividendes de base de 265 M\$, soit 0,140 \$ par action ordinaire (207 M\$, soit 0,105 \$ par action ordinaire, en 2022). Au cours du premier semestre de 2023, nous avons versé des dividendes de base de 465 M\$, soit 0,245 \$ par action ordinaire (276 M\$, soit 0,140 \$ par action ordinaire, en 2022).

Le conseil d'administration de la société a déclaré un dividende au troisième trimestre de 0,140 \$ par action ordinaire, payable le 29 septembre 2023 aux détenteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 septembre 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 le semestre clos le 30 juin 2023, des dividendes totalisant 9 M\$ et 27 M\$, respectivement, ont été versés sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7 (8 M\$ et 17 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\$ au troisième trimestre sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7, payable le 3 octobre 2023 aux porteurs d'actions privilégiées inscrits le 15 septembre 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](http://cenovus.com).

#### Obligations contractuelles et engagements

Nous sommes liés par diverses obligations se rapportant à des biens et à des services que nous contractons dans le cours normal de nos activités. Les obligations dont l'échéance initiale est à moins de un an en ont été exclues. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter à la note 26 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

Au 30 juin 2023, le total des engagements s'élevait à 24,8 G\$, dont une tranche de 20,2 G\$ se rapporte à divers engagements liés au transport et au stockage et une tranche de 1,4 G\$ se rapporte à des engagements liés à l'achat de produits. Les engagements liés au transport comprennent une tranche de 9,1 G\$ assujettie à l'approbation des organismes de réglementation ou qui a été approuvée, mais non encore en vigueur. Les contrats sont d'une durée pouvant aller jusqu'à 20 ans après la date de leur entrée en vigueur et devraient concourir à l'harmonisation des besoins futurs de la société en matière de transport.

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

Au 30 juin 2023, les lettres de crédit en cours émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats totalisaient 390 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 le semestre clos le 30 juin 2023, nous avons facturé à HMLP 31 M\$ et 63 M\$, respectivement, au titre de coûts de services de construction et de gestion (29 M\$ et 77 M\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 le semestre clos le 30 juin 2023, nous avons engagé des coûts de 71 M\$ et de 138 M\$, respectivement, pour l'utilisation des réseaux pipeliniers de HMLP ainsi que pour les services de transport et de stockage (64 M\$ et 133 M\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 du semestre clos le 30 juin 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 du semestre clos le 30 juin 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 juin 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 juin 2023.

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

Les actifs acquis auprès de BP représentaient environ 1 % des actifs totaux de Cenovus au 30 juin 2023. Les produits des activités ordinaires tirés des actifs acquis auprès de BP étaient inférieurs à 3 % du total des produits des activités ordinaires de Cenovus pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 le semestre clos le 30 juin 2023.

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

## MISE EN GARDE

---

### Renseignements sur le pétrole et le gaz

Barils d'équivalent de pétrole – Les volumes de gaz naturel ont été convertis en bep à raison de 6 kpi<sup>3</sup> pour un baril. Les quantités exprimées en bep peuvent être trompeuses, surtout si elles sont employées isolément. Le facteur de conversion de un baril pour 6 kpi<sup>3</sup> se fonde sur une méthode de conversion de l'énergie qui s'applique avant tout au bec du brûleur et ne correspond pas nécessairement à l'équivalence à la tête de puits. Comme le ratio de valeur fondé sur le prix actuel du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement du facteur de conversion de l'énergie de 6:1, l'utilisation d'une conversion fondée sur un facteur de 6:1 ne donne pas une image fidèle de la valeur réellement obtenue.

### Information prospective

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

L'information prospective se reconnaît à des termes comme « viser », « prévoir », « croire », « capacité », « s'engager à », « continuer », « pouvoir », « estimer », « planifier », « projeter », « s'attendre à », « accent », « prévisions », « avenir », « futur », « perspectives », « en voie de », « objectif », « possibilités », « plan », « 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 des actifs intégrés de la société pour maximiser la valeur; la réalisation de notre stratégie; les émissions de GES; la charge d'intérêt; 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 gestion de la structure du capital; les dividendes de toute nature; le rachat d'actions dans le cadre de l'offre publique; le paiement intégral du prix de rachat de l'ensemble 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; les prélèvements sur les facilités de crédit; le maintien des liquidités; la souplesse; 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 des marchandises; 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'optimisation des taux de traitement des raffineries de la société; l'augmentation de la production de nouveaux puits à Foster Creek et à Christina Lake; l'aménagement sur plusieurs années dans le secteur Hydrocarbures classiques; l'augmentation de la production de la raffinerie de Superior et démarrage du craqueur catalytique à lit fluidisé; l'intégration de la raffinerie de Toledo; l'intégration de la raffinerie de Toledo et son fonctionnement à pleine capacité; les engagements de transport et de stockage; l'avancement du projet West White Rose en vue de la première production en 2026; le redémarrage de la production dans le cadre du projet de prolongement de la durée d'utilité de Terra Nova; la mise en service de puits de mise en valeur et la première production de gaz du champ MAC en Indonésie; ainsi que les perspectives de la société en ce qui a trait aux marchandises et au dollar canadien de même qu'à leur influence et leur incidence sur Cenovus.

Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure à l'information prospective, car les résultats de la société réels pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus.

L'élaboration de notre information prospective repose sur un certain nombre d'hypothèses et la prise en compte de certains risques et incertitudes qui, dans certains cas, sont propres à la société et dans d'autres, appartiennent à l'industrie en général. Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective comprennent notamment ce qui suit : les prix prévisionnels du pétrole et du gaz naturel, des liquides de gaz naturel, des condensats et des produits raffinés, les écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd; la capacité de la société de réaliser les avantages et les synergies prévus associés aux acquisitions; l'exactitude de toute évaluation effectuée relativement aux acquisitions; les prévisions de la production et 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 pétrole brut, de gaz naturel, de LGN, de condensats et de produits raffinés; l'instabilité politique, économique et sociale des territoires où la société exerce ses activités; l'absence d'interruptions importantes des activités, résultant entre autres du climat hostile, des désastres naturels, des accidents, de l'instabilité civile ou d'autres événements analogues; les conditions climatiques influant sur les régions où Cenovus est établie; la concrétisation de nouvelles réductions de coûts et la pérennité de ces réductions; les régimes de redevances applicables, notamment les taux de redevance prévus; les améliorations futures de la disponibilité de la capacité de transport des produits; l'augmentation du cours de l'action de la société et de sa capitalisation boursière à long terme; les occasions de racheter des actions pour annulation à des cours acceptables pour la société; la suffisance des soldes de trésorerie, des flux de trésorerie générés à l'interne, des facilités de crédit existantes, de la gestion du portefeuille d'actifs de la société et de l'accès aux marchés financiers et aux garanties d'assurance pour rechercher et financer des investissements futurs, des plans de durabilité et de mise en valeur et le versement de dividendes, y compris toute majoration de ceux-ci; la couverture économique à l'égard du gaz naturel dont la société a besoin comme source de combustible pour ses activités liées aux sables bitumineux et de raffinage assurée par la production de son secteur Hydrocarbures classiques; la réalisation de la capacité prévue de stocker des barils non encore produits dans les réservoirs de sables bitumineux de la société, y compris la capacité de la société d'effectuer la production et de réaliser les ventes à une date ultérieure lorsque la demande aura augmenté, la capacité de transport pipelinier ou de stockage se sera améliorée et les écarts du brut auront rétréci; le fait que l'écart WTI-WCS en Alberta reste en grande partie lié à des facteurs liés à l'offre à l'échelle mondiale et à la capacité de traitement du pétrole brut; l'atténuation de l'incidence d'un élargissement éventuel des écarts sur une partie des volumes de pétrole brut WCS de la société grâce à sa capacité de raffinage, à ses installations de stockage dynamique, à ses engagements pipeliniers existants, à sa capacité de transport ferroviaire et à ses opérations de couverture financière; la capacité de la société d'obtenir une production de ses installations de sables bitumineux sans contrainte; les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; l'exactitude des estimations et des jugements comptables; la capacité de la société d'obtenir les approbations nécessaires de la part des autorités de réglementation et des partenaires; la réalisation fructueuse, rentable et dans les délais des projets d'immobilisations, des programmes de mise en valeur ou de leurs étapes; la capacité de la société de s'acquitter de ses obligations présentes et futures; les coûts estimatifs d'abandon et de remise en état, notamment les droits et les règlements s'y rapportant; la capacité de la société à attirer et à maintenir en poste du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; la capacité de la société à conclure des acquisitions et des cessions et à obtenir les modalités de transaction souhaitées selon le calendrier prévu; l'exactitude des scénarios et des hypothèses climatiques, y compris les données de tiers sur lesquelles la société s'appuie; la capacité d'accéder à toutes les technologies et à tous les équipements nécessaires pour atteindre les résultats futurs attendus, y compris en ce qui concerne les cibles et les ambitions en matière de climat et d'émissions de GES, ainsi que la viabilité commerciale et l'évolutivité des stratégies de réduction des émissions et des technologies et produits connexes; la collaboration avec les gouvernements, l'Alliance nouvelles voies et d'autres organismes du secteur; la concordance des prix réalisés du WCS et des prix du WCS utilisés dans le calcul du paiement variable à BP Canada; les conditions commerciales et du marché; l'inflation prévue et d'autres hypothèses inhérentes aux indications pour 2023 de la société présentées sur le site Web de Cenovus, au cenovus.com, et plus loin dans le présent document; la disponibilité d'entreprises détenues ou exploitées par des Autochtones et la capacité de la

société d'y avoir recours; et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents que la société dépose auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières.

Les indications pour 2023, mises à jour le 26 juillet 2023, et qui peuvent être consultées au [cenovus.com](http://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 paliers administratifs dans les juridictions où la société exerce ses activités; le succès remporté par les politiques de prévention en milieu de travail de la société contre le virus; la capacité de la société de réaliser les avantages escomptés des acquisitions dans les délais prévus ou son incapacité à les réaliser; les risques liés aux acquisitions et aux cessions; la capacité de la société à disposer d'une partie ou de l'ensemble des technologies nécessaires pour exploiter ses actifs de manière efficiente et efficace, ou de les mettre en place et de réaliser les résultats futurs attendus, notamment le respect des cibles en matière de climat et de réduction des émissions de GES et la viabilité et l'évolutivité sur le plan commercial des stratégies de réduction des émissions ainsi que les technologies et les produits connexes; l'élaboration et la mise en œuvre de stratégies permettant d'atteindre les objectifs et les ambitions en matière de climat et d'émissions de GES; l'incidence des importants nouveaux actionnaires; la volatilité des prix des marchandises et d'autres hypothèses connexes relatives aux prix des marchandises; une période prolongée de repli des marchés; le risque de change, notamment en ce qui a trait aux ententes libellées en devises; les liquidités suffisantes de la société pour lui permettre de maintenir ses activités en période prolongée de repli; le fait que l'écart WTI-WCS en Alberta restera en grande partie relié aux facteurs de l'offre à l'échelle mondiale et à la capacité de traitement de pétrole brut; la capacité de la société de concrétiser les incidences prévues de sa capacité de stocker des barils non encore produits dans ses réservoirs de sables bitumineux, notamment la possibilité qu'elle ne puisse effectuer la production et réaliser les ventes à une date ultérieure lorsque la capacité de transport pipelinier ou de stockage et les écarts du brut se seront améliorés; l'efficacité du programme de gestion des risques de la société, l'exactitude des estimations de coûts concernant les prix des marchandises, les cours du change et les taux d'intérêt; le manque de concordance entre les prix réalisés du WCS et les prix du WCS servant au recalcul du paiement variable à BP Canada; l'offre et la demande de produits; l'exactitude des hypothèses relatives au cours de l'action de la société et à sa capitalisation boursière; la concurrence, notamment celle issue des nouvelles formes d'énergie; les risques inhérents aux activités de commercialisation de la société, y compris les risques de crédit; l'exposition aux contreparties et aux partenaires, y compris la capacité et la volonté de ces parties d'acquitter leurs obligations contractuelles en temps voulu; les risques inhérents à l'exploitation du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de la société, notamment les risques pour la santé, la sécurité et l'environnement; la capacité de la société à maintenir un ratio dette nette/BAIIA ajusté et un ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés souhaitables; la capacité de la société de faire appel à des sources diverses de capitaux d'emprunt et de capitaux propres, et de le faire selon des modalités acceptables; la capacité de la société de financer les dépenses d'investissement de croissance et de maintien; la modification des notations de crédit qui lui sont accordées ou qui sont accordées à ses titres; les changements apportés aux plans de la société en matière de dividendes; la capacité de la société à utiliser des pertes fiscales dans une période à venir; la précision des estimations des réserves, de la production future et des produits nets futurs; l'exactitude des estimations et jugements comptables de la société; la capacité de la société de remplacer et d'accroître ses réserves de pétrole brut et de gaz naturel; les coûts d'acquisition des droits d'exploration, des études géologiques, des forages d'essai et de la mise en valeur de projets; les exigences éventuelles en vertu des normes comptables en vigueur devant s'appliquer de temps à autre en ce qui concerne la perte de valeur ou la reprise des montants recouvrables estimatifs de certains ou de la totalité des actifs ou du goodwill de la société; la capacité de la société de maintenir ses relations avec ses partenaires et de parvenir à gérer et à exploiter ses activités intégrées; la fiabilité des actifs de la société, notamment pour atteindre les objectifs en matière de production; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et processus de fabrication; la survenance d'événements inattendus donnant lieu à des interruptions des activités, notamment à des installations exploitées par nos partenaires ou de tierces parties, comme les éruptions, les incendies, les explosions, les incidents reliés au transport par rail ou les déraillements, les incidents de vol, les collisions avec des icebergs, les fuites de gaz, la migration des substances dangereuses, la perte de confinement, les déversements d'installations extracôtières et de navires aux terminaux ou aux plateformes centrales, à la suite de fuites de pipelines ou autres, la corrosion, les épidémies ou les pandémies, et autres catastrophes, notamment les guerres, les conditions météorologiques extrêmes en mer, les conditions atmosphériques extrêmes, les désastres naturels, les actes de militantisme, de vandalisme et de terrorisme, et d'autres accidents ou dangers pouvant se produire pendant le transport entre les sites commerciaux ou industriels, ou encore d'autres accidents ou événements semblables; les marges de raffinage et de commercialisation; l'accroissement des coûts, entre autres en raison des pressions inflationnistes sur les charges d'exploitation, notamment la main-d'œuvre, les matériaux, le gaz naturel et les autres sources énergétiques utilisées dans les procédés d'exploitation des sables bitumineux et les activités en aval, et l'augmentation des franchises ou des primes d'assurance; le coût et la disponibilité du matériel nécessaire aux activités de la société; l'accueil éventuellement défavorable ou passager réservé aux produits sur le marché; les risques propres à la réputation de l'industrie énergétique et de la société, à l'acceptation sociale et aux litiges qu'elle peut soulever; les hausses de coût ou difficultés techniques imprévues relativement à l'exploitation, à la

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

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

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

## ABRÉVIATIONS

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

Pétrole brut		Gaz naturel		Autres	
b	baril	kpi <sup>3</sup>	millier de pieds cubes	bep	baril d'équivalent de pétrole
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 pour nos secteurs en amont et en aval, de la marge d'exploitation, des fonds provenant de l'exploitation ajustés, des fonds provenant de l'exploitation disponibles et de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles des trimestres de 2022 et de 2021 ne figurant pas ci-dessous.

### Marge d'exploitation

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

(en millions de dollars)	2023		2022		Trimestres clos les 30 juin	
	Secteurs en amont <sup>1)</sup>	Secteurs en aval <sup>1)</sup>	Total	2023	2022	Total
<b>Produits des activités ordinaires</b>						
Chiffre d'affaires brut	7 399	11 685	14 960	7 561	10 719	22 404
Déduire : Redevances	637	1 582	637	—	—	1 582
	<b>6 762</b>	<b>10 103</b>	<b>14 323</b>	<b>7 561</b>	<b>10 719</b>	<b>20 822</b>
<b>Charges</b>						
Marchandises achetées	885	1 461	7 466	6 581	8 919	10 380
Transport et fluidification	2 750	3 238	2 750	—	—	3 238
Charges d'exploitation	883	1 010	1 726	843	866	1 876
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(13)	563	(19)	(6)	87	650
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>2 257</b>	<b>3 831</b>	<b>2 400</b>	<b>143</b>	<b>847</b>	<b>4 678</b>

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

(en millions de dollars)	2023		2022		Semestres clos les 30 juin	
	Secteurs en amont <sup>1)</sup>	Secteurs en aval <sup>1)</sup>	Total	2023	2022	Total
<b>Produits des activités ordinaires</b>						
Chiffre d'affaires brut	14 814	22 582	29 743	14 929	18 835	41 417
Déduire : Redevances	1 233	2 767	1 233	—	—	2 767
	<b>13 581</b>	<b>19 815</b>	<b>28 510</b>	<b>14 929</b>	<b>18 835</b>	<b>38 650</b>
<b>Charges</b>						
Marchandises achetées	1 954	3 279	14 757	12 803	15 736	19 015
Transport et fluidification	5 744	6 432	5 744	—	—	6 432
Charges d'exploitation	1 912	1 919	3 509	1 597	1 511	3 430
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	3	1 434	(2)	(5)	197	1 631
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>3 968</b>	<b>6 751</b>	<b>4 502</b>	<b>534</b>	<b>1 391</b>	<b>8 142</b>

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

## Marge d'exploitation par actif

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2023			Semestre clos le 30 juin 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	5	223	228	154	547	701
Déduire : Redevances	1	12	13	9	30	39
	4	211	215	145	517	662
<b>Charges</b>						
Transport et fluidification	4	—	4	9	—	9
Charges d'exploitation	26	37	63	143	62	205
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>(26)</b>	<b>174</b>	<b>148</b>	<b>(7)</b>	<b>455</b>	<b>448</b>

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2022			Semestre clos le 30 juin 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	207	351	558	379	746	1 125
Déduire : Redevances	(16)	18	2	(6)	40	34
	223	333	556	385	706	1 091
<b>Charges</b>						
Transport et fluidification	4	—	4	8	—	8
Charges d'exploitation	47	29	76	93	56	149
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>172</b>	<b>304</b>	<b>476</b>	<b>284</b>	<b>650</b>	<b>934</b>

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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 990	2 979	1 704	4 344
(Ajouter) déduire :				
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(41)	(27)	(89)	(46)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	132	(92)	(1 501)	(1 291)
<b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés</b>	<b>1 899</b>	<b>3 098</b>	<b>3 294</b>	<b>5 681</b>
Dépenses d'investissement	1 002	822	2 103	1 568
<b>Fonds provenant de l'exploitation disponibles</b>	<b>897</b>	<b>2 276</b>	<b>1 191</b>	<b>4 113</b>
Ajouter (déduire) :				
Dividendes de base versés sur les actions ordinaires	(265)	(207)		
Dividendes versés sur les actions privilégiées	(9)	(8)		
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(41)	(27)		
Remboursement du capital des contrats de location	(76)	(75)		
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(4)	(1)		
Produit de la sortie d'actifs	3	112		
Paieement à la sortie d'actifs	—	(50)		
<b>Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles</b>	<b>505</b>	<b>2 020</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 divisées par le nombre de barils de pétrole brut produits par nos activités en aval.

### Fabrication au Canada

Trimestre clos le 30 juin 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	1 041	226	1 267	96	1 363
Marchandises achetées	867	152	1 019	64	1 083
<b>Marge brute</b>	<b>174</b>	<b>74</b>	<b>248</b>	<b>32</b>	<b>280</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)	68,1	27,2	95,3		
<b>Marge de raffinage (\$/b)</b>	<b>27,66</b>	<b>30,14</b>	<b>28,36</b>		

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 juin 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	1 162	243	1 405	840	2 245
Marchandises achetées	1 012	210	1 222	758	1 980
<b>Marge brute</b>	<b>150</b>	<b>33</b>	<b>183</b>	<b>82</b>	<b>265</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)	64,6	16,3	80,9		
<b>Marge de raffinage (\$/b)</b>	<b>25,54</b>	<b>22,22</b>	<b>24,87</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.

## Semestre clos le 30 juin 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	2 254	414	2 668	203	2 871
Marchandises achetées	1 774	261	2 035	141	2 176
<b>Marge brute</b>	<b>480</b>	<b>153</b>	<b>633</b>	<b>62</b>	<b>695</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)	69,0	28,0	97,0
<b>Marge de raffinage (\$/b)</b>	<b>38,22</b>	<b>30,28</b>	<b>35,93</b>

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.

## Semestre clos le 30 juin 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	1 919	429	2 348	1 504	3 852
Marchandises achetées	1 597	353	1 950	1 365	3 315
<b>Marge brute</b>	<b>322</b>	<b>76</b>	<b>398</b>	<b>139</b>	<b>537</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 lourd (kb/j)	67,6	21,8	89,4
<b>Marge de raffinage (\$/b)</b>	<b>26,29</b>	<b>19,17</b>	<b>24,55</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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Produits des activités ordinaires <sup>1)</sup>	6 198	8 474	12 058	14 983
Marchandises achetées <sup>1)</sup>	5 498	6 939	10 627	12 421
<b>Marge brute</b>	<b>700</b>	<b>1 535</b>	<b>1 431</b>	<b>2 562</b>
<b>Production unitaire de pétrole brut lourd (kb/j)</b>	<b>442,5</b>	<b>376,4</b>	<b>401,1</b>	<b>390,0</b>
<b>Marge de raffinage (\$/b)</b>	<b>17,40</b>	<b>44,81</b>	<b>19,72</b>	<b>36,29</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 des ventes brutes moins les redevances, les frais de transport et de fluidification et les charges d'exploitation, et le prix net opérationnel par bep est divisé par les volumes de vente. Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits, ni de leur reprise, tant qu'elles ne sont pas réalisées lorsque les produits sont vendus et ne rendent pas compte des activités de gestion des risques. Le prix de vente, les frais de transport et de fluidification et les volumes de vente ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats. Les condensats sont mélangés au pétrole brut, ce qui facilite son transport vers les marchés.

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

### Résultats financiers en amont

Trimestre clos le 30 juin 2023 (en millions de dollars)	Total en amont <sup>1)</sup>	Ajustements					Total – Secteurs en amont
		Condensats	Tierces sources	Consommation interne <sup>2)</sup>	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence <sup>3)</sup>	Autres <sup>4)</sup>	
Chiffre d'affaires brut	7 399	(2 244)	(822)	(133)	79	(123)	4 156
Redevances	637	—	—	—	18	1	656
Marchandises achetées	885	—	(822)	—	—	(63)	—
Transport et fluidification	2 750	(2 244)	—	—	—	(33)	473
Charges d'exploitation	883	—	—	(133)	10	(4)	756
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>2 244</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>51</b>	<b>(24)</b>	<b>2 271</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(13)	—	—	—	—	1	(12)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>2 257</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>51</b>	<b>(25)</b>	<b>2 283</b>

Trimestre clos le 30 juin 2022 (en millions de dollars)	Total en amont <sup>1)</sup>	Ajustements					Total – Secteurs en amont
		Condensats	Tierces sources	Consommation interne <sup>2)</sup>	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence <sup>3)</sup>	Autres <sup>4)</sup>	
Chiffre d'affaires brut	11 685	(2 801)	(1 365)	(347)	70	(117)	7 125
Redevances	1 582	—	—	—	36	(5)	1 613
Marchandises achetées	1 461	—	(1 365)	—	—	(96)	—
Transport et fluidification	3 238	(2 801)	—	—	—	(12)	425
Charges d'exploitation	1 010	—	—	(347)	8	(10)	661
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>4 394</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>26</b>	<b>6</b>	<b>4 426</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	563	—	(4)	—	—	—	559
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>3 831</b>	<b>—</b>	<b>4</b>	<b>—</b>	<b>26</b>	<b>6</b>	<b>3 867</b>

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

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

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

4) L'élément Autres comprend la construction, le transport et la fluidification ainsi que les marges de traitement des tierces parties.

Semestre clos le 30 juin 2023 (en millions de dollars)	Ajustements						Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Total en amont <sup>1)</sup>	Condensats	Tierces sources	Consommation interne <sup>2)</sup>	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence <sup>3)</sup>	Autres <sup>4)</sup>	Total – Secteurs en amont
Chiffre d'affaires brut	14 814	(4 689)	(1 830)	(320)	152	(230)	7 897
Redevances	1 233	—	—	—	41	1	1 275
Marchandises achetées	1 954	—	(1 830)	—	—	(124)	—
Transport et fluidification	5 744	(4 689)	—	—	—	(59)	996
Charges d'exploitation	1 912	—	—	(320)	20	(47)	1 565
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>3 971</b>	—	—	—	91	(1)	<b>4 061</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	3	—	—	—	—	—	3
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>3 968</b>	—	—	—	91	(1)	<b>4 058</b>

Semestre clos le 30 juin 2022 (en millions de dollars)	Ajustements						Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Total en amont <sup>1)</sup>	Condensats	Tierces sources	Consommation interne <sup>2)</sup>	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence <sup>3)</sup>	Autres <sup>4)</sup>	Total – Secteurs en amont
Chiffre d'affaires brut	22 582	(5 559)	(3 115)	(586)	131	(193)	13 260
Redevances	2 767	—	—	—	64	(5)	2 826
Marchandises achetées	3 279	—	(3 115)	—	—	(164)	—
Transport et fluidification	6 432	(5 559)	—	—	—	(11)	862
Charges d'exploitation	1 919	—	—	(586)	15	(31)	1 317
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>8 185</b>	—	—	—	52	18	<b>8 255</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	1 434	—	(8)	—	—	—	1 426
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>6 751</b>	—	8	—	52	18	<b>6 829</b>

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

## Sables bitumineux

Trimestre clos le 30 juin 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	1 205	1 398	304	827	3 734	2	3 736
Redevances	219	314	14	71	618	2	620
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	205	124	54	40	423	—	423
Charges d'exploitation	195	170	75	227	667	2	669
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>586</b>	<b>790</b>	<b>161</b>	<b>489</b>	<b>2 026</b>	<b>(2)</b>	<b>2 024</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	(8)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>2 032</b>

Trimestre clos le 30 juin 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Total – Sables bitumineux <sup>3)</sup>
	Total – Sables bitumineux	Ajustements			
		Condensats	Tierces sources	Autres <sup>2)</sup>	
Chiffre d'affaires brut	3 736	2 244	470	106	6 556
Redevances	620	—	—	—	620
Marchandises achetées	—	—	470	63	533
Transport et fluidification	423	2 244	—	33	2 700
Charges d'exploitation	669	—	—	7	676
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>2 024</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>3</b>	<b>2 027</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(8)	—	—	(1)	(9)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>2 032</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>4</b>	<b>2 036</b>

Trimestre clos le 30 juin 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	2 135	2 419	278	1 317	6 149	6	6 155
Redevances	625	722	17	121	1 485	1	1 486
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	182	143	27	34	386	—	386
Charges d'exploitation	250	249	45	253	797	7	804
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>1 078</b>	<b>1 305</b>	<b>189</b>	<b>909</b>	<b>3 481</b>	<b>(2)</b>	<b>3 479</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	559
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>2 920</b>

Trimestre clos le 30 juin 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Total – Sables bitumineux <sup>3)</sup>
	Total – Sables bitumineux	Ajustements			
		Condensats	Tierces sources	Autres <sup>2)</sup>	
Chiffre d'affaires brut	6 155	2 801	975	117	10 048
Redevances	1 486	—	—	5	1 491
Marchandises achetées	—	—	975	96	1 071
Transport et fluidification	386	2 801	—	13	3 200
Charges d'exploitation	804	—	—	2	806
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>3 479</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>1</b>	<b>3 480</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	559	—	—	—	559
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>2 920</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>1</b>	<b>2 921</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.

Base pour le calcul des prix nets opérationnels							
Semestre clos le 30 juin 2023 (en millions de dollars)	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	2 237	2 465	485	1 432	6 619	5	6 624
Redevances	408	587	20	118	1 133	3	1 136
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	427	289	99	78	893	—	893
Charges d'exploitation	410	365	154	463	1 392	6	1 398
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>992</b>	<b>1 224</b>	<b>212</b>	<b>773</b>	<b>3 201</b>	<b>(4)</b>	<b>3 197</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	(1)
<b>Marge d'exploitation</b>	—	—	—	—	—	—	<b>3 198</b>

Base pour le calcul des prix nets opérationnels					
Semestre clos le 30 juin 2023 (en millions de dollars)	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres <sup>2)</sup>	Total – Sables bitumineux <sup>3)</sup>
Chiffre d'affaires brut	6 624	4 689	968	186	12 467
Redevances	1 136	—	—	—	1 136
Marchandises achetées	—	—	968	124	1 092
Transport et fluidification	893	4 689	—	59	5 641
Charges d'exploitation	1 398	—	—	15	1 413
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>3 197</b>	—	—	<b>(12)</b>	<b>3 185</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(1)	—	—	—	(1)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>3 198</b>	—	—	<b>(12)</b>	<b>3 186</b>

Base pour le calcul des prix nets opérationnels							
Semestre clos le 30 juin 2022 (en millions de dollars)	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	3 955	4 651	510	2 293	11 409	10	11 419
Redevances	1 013	1 306	28	220	2 567	1	2 568
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	360	294	57	72	783	—	783
Charges d'exploitation	452	468	84	474	1 478	13	1 491
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>2 130</b>	<b>2 583</b>	<b>341</b>	<b>1 527</b>	<b>6 581</b>	<b>(4)</b>	<b>6 577</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	1 426
<b>Marge d'exploitation</b>	—	—	—	—	—	—	<b>5 151</b>

Base pour le calcul des prix nets opérationnels					
Semestre clos le 30 juin 2022 (en millions de dollars)	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres <sup>2)</sup>	Total – Sables bitumineux <sup>3)</sup>
Chiffre d'affaires brut	11 419	5 559	2 119	169	19 266
Redevances	2 568	—	—	5	2 573
Marchandises achetées	—	—	2 119	164	2 283
Transport et fluidification	783	5 559	—	14	6 356
Charges d'exploitation	1 491	—	—	17	1 508
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>6 577</b>	—	—	<b>(31)</b>	<b>6 546</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	1 426	—	—	—	1 426
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>5 151</b>	—	—	<b>(31)</b>	<b>5 120</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.



## Hydrocarbures classiques

Trimestre clos le 30 juin 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Hydrocarbures classiques <sup>(1)</sup>
	Hydrocarbures classiques	Ajustements		
		Tierces sources	Autres <sup>(2)</sup>	
Chiffre d'affaires brut	246	352	17	615
Redevances	5	—	(1)	4
Marchandises achetées	—	352	—	352
Transport et fluidification	46	—	—	46
Charges d'exploitation	139	—	5	144
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>56</b>	<b>—</b>	<b>13</b>	<b>69</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(4)	—	—	(4)
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>60</b>	<b>—</b>	<b>13</b>	<b>73</b>

Trimestre clos le 30 juin 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Hydrocarbures classiques <sup>(1)</sup>
	Hydrocarbures classiques	Ajustements		
		Tierces sources	Autres <sup>(2)</sup>	
Chiffre d'affaires brut	689	390	—	1 079
Redevances	89	—	—	89
Marchandises achetées	—	390	—	390
Transport et fluidification	35	—	(1)	34
Charges d'exploitation	120	—	8	128
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>445</b>	<b>—</b>	<b>(7)</b>	<b>438</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	4	—	4
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>445</b>	<b>(4)</b>	<b>(7)</b>	<b>434</b>

Semestre clos le 30 juin 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Hydrocarbures classiques <sup>(1)</sup>
	Hydrocarbures classiques	Ajustements		
		Tierces sources	Autres <sup>(2)</sup>	
Chiffre d'affaires brut	740	862	44	1 646
Redevances	59	—	(1)	58
Marchandises achetées	—	862	—	862
Transport et fluidification	94	—	—	94
Charges d'exploitation	285	—	9	294
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>302</b>	<b>—</b>	<b>36</b>	<b>338</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	4	—	—	4
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>298</b>	<b>—</b>	<b>36</b>	<b>334</b>

Semestre clos le 30 juin 2022 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Hydrocarbures classiques <sup>(1)</sup>
	Hydrocarbures classiques	Ajustements		
		Tierces sources	Autres <sup>(2)</sup>	
Chiffre d'affaires brut	1 171	996	24	2 191
Redevances	160	—	—	160
Marchandises achetées	—	996	—	996
Transport et fluidification	71	—	(3)	68
Charges d'exploitation	248	—	14	262
<b>Prix net opérationnel</b>	<b>692</b>	<b>—</b>	<b>13</b>	<b>705</b>
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	8	—	8
<b>Marge d'exploitation</b>	<b>692</b>	<b>(8)</b>	<b>13</b>	<b>697</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.

## Production extracôtière

	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	méthode de mise en équivalence <sup>1)</sup>	Autres <sup>2)</sup>	
Trimestre clos le 30 juin 2023 (en millions de dollars)								
Chiffre d'affaires brut	5	223	79	302	307	(79)	—	228
Redevances	1	12	18	30	31	(18)	—	13
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	4	—	—	—	4	—	—	4
Charges d'exploitation	36	33	12	45	81	(10)	(8)	63
<b>Prix net opérationnel</b>	(36)	178	49	227	191	(51)	8	148
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	—	—
<b>Marge d'exploitation</b>	—	—	—	—	191	(51)	8	148

	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	méthode de mise en équivalence <sup>1)</sup>	Autres <sup>2)</sup>	
Trimestre clos le 30 juin 2022 (en millions de dollars)								
Chiffre d'affaires brut	207	351	70	421	628	(70)	—	558
Redevances	(16)	18	36	54	38	(36)	—	2
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	4	—	—	—	4	—	—	4
Charges d'exploitation	47	24	13	37	84	(8)	—	76
<b>Prix net opérationnel</b>	172	309	21	330	502	(26)	—	476
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	—	—
<b>Marge d'exploitation</b>	—	—	—	—	502	(26)	—	476

	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	méthode de mise en équivalence <sup>1)</sup>	Autres <sup>2)</sup>	
Semestre clos le 30 juin 2023 (en millions de dollars)								
Chiffre d'affaires brut	154	547	152	699	853	(152)	—	701
Redevances	9	30	41	71	80	(41)	—	39
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	9	—	—	—	9	—	—	9
Charges d'exploitation	121	55	26	81	202	(20)	23	205
<b>Prix net opérationnel</b>	15	462	85	547	562	(91)	(23)	448
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	—	—
<b>Marge d'exploitation</b>	—	—	—	—	562	(91)	(23)	448

	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	méthode de mise en équivalence <sup>1)</sup>	Autres <sup>2)</sup>	
Semestre clos le 30 juin 2022 (en millions de dollars)								
Chiffre d'affaires brut	379	746	131	877	1 256	(131)	—	1 125
Redevances	(6)	40	64	104	98	(64)	—	34
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	8	—	—	—	8	—	—	8
Charges d'exploitation	93	47	24	71	164	(15)	—	149
<b>Prix net opérationnel</b>	284	659	43	702	986	(52)	—	934
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	—	—	—	—
<b>Marge d'exploitation</b>	—	—	—	—	986	(52)	—	934

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<sup>1)</sup>

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

(kpep/j)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
<b>Sables bitumineux</b>				
Foster Creek	175,7	192,2	179,6	196,1
Christina Lake	231,4	233,0	234,6	248,1
Sunrise	47,2	23,8	43,5	24,5
Autres – Sables bitumineux	123,8	114,9	119,8	118,0
<b>Total – Sables bitumineux</b>	<b>578,1</b>	<b>563,9</b>	<b>577,5</b>	<b>586,7</b>
<b>Hydrocarbures classiques</b>	<b>104,6</b>	<b>132,6</b>	<b>114,2</b>	<b>128,8</b>
<b>Ventes avant déduction de la consommation interne</b>	<b>682,7</b>	<b>696,5</b>	<b>691,7</b>	<b>715,5</b>
<b>Déduire : Consommation interne<sup>2)</sup></b>	<b>(86,8)</b>	<b>(84,3)</b>	<b>(89,0)</b>	<b>(86,1)</b>
<b>Ventes après déduction de la consommation interne</b>	<b>595,9</b>	<b>612,2</b>	<b>602,7</b>	<b>629,4</b>
<b>Production extracôtière</b>				
Région de l'Atlantique	—	15,5	7,8	15,1
Région de l'Asie-Pacifique				
Chine	31,2	46,8	37,2	50,1
Indonésie	15,0	10,0	14,3	9,6
Asie-Pacifique – Total	46,2	56,8	51,5	59,7
<b>Total – production extracôtière</b>	<b>46,2</b>	<b>72,3</b>	<b>59,3</b>	<b>74,8</b>
<b>Total – volumes de vente</b>	<b>642,1</b>	<b>684,5</b>	<b>662,0</b>	<b>704,2</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.