



Cenovus Energy Inc.

Rapport de gestion

Pour les périodes closes le 30 juin 2024

(en dollars canadiens)

RAPPORT DE GESTION



Pour les périodes closes le 30 juin 2024

APERÇU DE CENOVUS	3
APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE	4
RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS	7
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	13
PERSPECTIVES	18
SECTEURS À PRÉSENTER	21
SECTEURS EN AMONT	21
SABLES BITUMINEUX	21
HYDROCARBURES CLASSIQUES	27
PRODUCTION EXTRACÔTIÈRE	30
SECTEURS EN AVAL	36
RAFFINAGE AU CANADA	36
RAFFINAGE AUX ÉTATS-UNIS	38
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	41
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	43
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE	50
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	50
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE	51
MISE EN GARDE	52
ABRÉVIATIONS ET DÉFINITIONS	56
MESURES FINANCIÈRES DÉTERMINÉES	57
Modifications apportées aux résultats des périodes comparatives	69

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus », « nous », « notre », « nos » ou la « société », c'est-à-dire Cenovus Energy Inc., ses filiales, les participations qu'elle ou ses filiales détiennent directement ou indirectement ainsi que les partenariats conclus par elle ou ses filiales), daté du 31 juillet 2024, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 30 juin 2024 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires »), les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2023 et les notes annexes (les « états financiers consolidés ») et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2023 (le « rapport de gestion annuel »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 31 juillet 2024, sauf indication contraire. Le présent rapport de gestion contient de l'information prospective concernant nos prévisions, estimations, projections et hypothèses actuelles. Pour se renseigner sur les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon significative de cette information prospective ainsi que sur les principales hypothèses sous-jacentes à celle-ci, lire la rubrique « Mise en garde ». La direction de Cenovus (la « direction ») a préparé ce rapport de gestion. Le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») a examiné le rapport de gestion et en a recommandé l'approbation au conseil le 31 juillet 2024. Des renseignements supplémentaires sur Cenovus, notamment ses rapports trimestriels et annuels, sa notice annuelle et le formulaire 40-F qui la concerne, peuvent être consultés sur SEDAR+, à l'adresse [sedarplus.ca](https://www.sedarplus.ca), sur EDGAR, à l'adresse [sec.gov](https://www.sec.gov), et sur le site Web de la société, à l'adresse [cenovus.com](https://www.cenovus.com). L'information sur notre site Web ou qui y est reliée, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie du rapport de gestion.

Mode de présentation

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

APERÇU DE CENOVUS

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

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

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

Notre stratégie

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

Le 14 décembre 2023, nous avons publié notre budget de 2024, qui met l'accent sur la discipline en matière de dépenses d'investissement et sur une croissance équilibrée de nos activités de base en générant des rendements significatifs pour nos actionnaires. Nous continuerons de nous concentrer sur une exploitation sécuritaire, la réduction des coûts, la discipline relativement aux capitaux et la réalisation de la pleine valeur de notre entreprise intégrée. Nos prévisions pour 2024, actualisées en date du 31 juillet 2024, peuvent être consultées sur notre site Web à l'adresse cenovus.com. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Perspectives » du présent rapport de gestion.

Nos activités

Les secteurs à présenter de la société sont les suivants :

Secteurs en amont

- **Sables bitumineux**, qui se consacre aux activités de mise en valeur et de production de bitume et de pétrole lourd dans le nord de l'Alberta et la Saskatchewan. Les actifs de sables bitumineux de Cenovus comprennent les projets de Foster Creek, de Christina Lake et de Sunrise et les actifs de production par méthode thermique et de pétrole lourd classique de Lloydminster. Cenovus détient et exploite conjointement des réseaux de collecte et des terminaux de pipelines par l'intermédiaire d'une participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans Husky Midstream Limited Partnership (« HMLP »). Les activités de vente et de transport de la production de Cenovus et de volumes de marchandises de tiers sont gérées et commercialisées grâce à l'accès de la société à la capacité des pipelines et des installations de stockage de tiers au Canada et aux États-Unis, ce qui lui permet d'optimiser les gammes de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle.

- **Hydrocarbures classiques**, qui comprend des actifs riches en LGN et en gaz naturel dans les zones d'exploitation Elmworth-Wapiti, Kaybob-Edson, Clearwater et Rainbow Lake de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, ainsi que des participations dans de nombreuses installations de traitement du gaz naturel. La production de LGN et de gaz naturel de Cenovus est commercialisée et transportée avec des volumes de marchandises de tiers supplémentaires, grâce à l'accès de la société à la capacité des pipelines, des terminaux d'exportation et des installations de stockage de tiers, ce qui lui procure la souplesse nécessaire pour accéder au marché et optimiser les gammes de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle.
- **Production extracôtière**, qui comprend les activités d'exploitation, de prospection et de mise en valeur en Chine et sur la côte Est du Canada, ainsi que la participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans la coentreprise Husky-CNOOC Madura Ltd. (« HCML »), qui exerce des activités de prospection en vue de la production de gaz naturel et de LGN au large des côtes de l'Indonésie.

Secteurs en aval

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

Activités non sectorielles et éliminations

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

APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE

Les résultats financiers et d'exploitation du deuxième trimestre reflètent notre très bonne performance opérationnelle et des prix favorables du pétrole brut pour nos actifs du secteur Sables bitumineux ainsi que l'incidence de la réalisation d'une activité de révision à l'usine de valorisation de Lloydminster (l'« usine de valorisation ») sur notre secteur Raffinage au Canada de même que l'augmentation de la production unitaire de pétrole brut dans notre secteur Raffinage aux États-Unis, ces facteurs ayant été annulés par l'incidence de la réduction de l'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty ainsi que par la volatilité des marges de craquage sur le marché.

- **La sécurité demeure une priorité.** Nous avons maintenu une exploitation sécuritaire dans toutes les divisions de la société et nous nous efforçons sans cesse d'améliorer notre bilan en matière de sécurité. La sécurité demeure une priorité essentielle pour 2024.

- **Nous avons atteint notre cible de dette nette en juillet.** Au 30 juin 2024, notre dette nette se chiffrait à 4,3 G\$, et en juillet, nous avons atteint notre cible de dette nette de 4,0 G\$. Ainsi, au troisième trimestre de 2024, notre objectif sera d'affecter la totalité de l'excédent des fonds disponibles provenant de l'exploitation au rendement pour les actionnaires, selon un ajustement tenant compte de l'excédent de la dette nette sur 4,0 G\$. Cet excédent se chiffre à 258 M\$ au 30 juin 2024.
- **Forte production en amont.** La production en amont s'est établie en moyenne à 800,8 milliers de barils d'équivalent de pétrole par jour au deuxième trimestre. Ce résultat est proche de celui du premier trimestre de 2024, qui ressort à 800,9 milliers de barils d'équivalent de pétrole par jour.
- **Réalisation sécuritaire de l'activité de révision à l'usine de valorisation de Lloydminster.** Du 8 mai au 4 juillet 2024, nous avons effectué la plus importante activité de révision jamais réalisée à l'usine de valorisation. Par conséquent, la production unitaire de pétrole brut du secteur Raffinage au Canada a diminué de 50,3 milliers de barils par jour, pour s'établir à 53,8 milliers de barils par jour, comparativement au premier trimestre de 2024. Les charges d'exploitation totales du secteur Raffinage au Canada se sont chiffrées à 415 M\$, dont une tranche de 211 M\$ se rapporte à l'activité de révision. L'usine de valorisation tourne de nouveau à plein régime.
- **Amélioration de la production unitaire de pétrole brut du secteur Raffinage aux États-Unis.** La production unitaire de pétrole brut de nos raffineries aux États-Unis s'est établie à 568,9 milliers de barils de pétrole par jour pour le trimestre, soit une augmentation de 17,8 milliers de barils par jour comparativement au premier trimestre de 2024, en raison de la fiabilité accrue de la production unitaire de pétrole brut à nos raffineries exploitées et non exploitées.
- **Amélioration de nos structures de coûts.** Les charges d'exploitation unitaires des actifs de nos secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques ont diminué comparativement à celles du premier trimestre de 2024. Nous continuons de mettre l'accent sur la réduction des coûts d'exploitation, des dépenses d'investissement et des frais généraux et frais d'administration.
- **Avancement des principaux projets dans la région de l'Atlantique.** Le projet West White Rose a atteint un jalon important grâce à l'achèvement d'importants travaux de construction sur deux composantes clés de la plateforme. La structure de béton a atteint sa hauteur définitive, et la dernière grue a été installée, ce qui a permis de terminer la construction des installations en surface. Le projet de prolongement de la durée d'utilité du navire SeaRose se poursuit, les opérations d'entretien des coques ayant commencé au premier trimestre de 2024. Le navire de production, de stockage et de déchargement (« NPSD ») devrait être ramené au champ White Rose vers la fin du troisième trimestre de 2024, le redémarrage de la production étant prévu au cours du quatrième trimestre.
- **Avancement de nos projets de croissance dans le secteur Sables bitumineux.** Le raccordement pipelinier de Narrows Lake à Christina Lake est construit à environ 88 %, et les éléments mécaniques devraient être terminés d'ici la fin de l'exercice. À notre gisement Sunrise, nous avons entrepris l'injection de vapeur à deux puits, dont la mise en service est prévue aux troisième et quatrième trimestres de 2024. Notre projet d'optimisation de Foster Creek présente un taux d'avancement des travaux d'environ 26 % et devrait être en service au cours de 2026. À nos actifs de production de pétrole lourd classique de Lloydminster, notre programme de forage a progressé, et quatre appareils de forage sont actuellement en fonction.
- **Chargement de nos premiers navires au terminal maritime de Westridge.** Grâce au démarrage réussi du projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain (« TMX »), nous avons pu charger nos premiers navires au terminal maritime de Westridge et nous continuons de rehausser notre position.
- **Présentation de solides résultats financiers.** Les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont augmenté pour s'établir à 2,4 G\$, comparativement à 2,2 G\$ au premier trimestre de 2024, surtout en raison de l'amélioration des prix de référence et de la bonne performance opérationnelle. Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation se sont établies à 2,8 G\$, en hausse comparativement à 1,9 G\$ au premier trimestre de 2024, la diminution de la marge d'exploitation au deuxième trimestre ayant été plus que compensée par la variation du fonds de roulement hors trésorerie. Le résultat net s'est chiffré à 1,0 G\$, en baisse de 176 M\$ par rapport au premier trimestre de 2024.

- **Importants rendements en numéraire pour les porteurs d'actions ordinaires.** Nous avons versé un montant de 1,0 G\$ aux porteurs d'actions ordinaires. Ce montant est composé du rachat de 15,4 millions d'actions ordinaires pour un montant de 440 M\$ dans le cadre de notre offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique »), du versement de dividendes de base sur les actions ordinaires de 334 M\$ et du versement de dividendes variables sur les actions ordinaires de 251 M\$. Le 31 juillet 2024, notre conseil d'administration a déclaré un dividende de base au troisième trimestre de 0,180 \$ par action ordinaire.

Aperçu des résultats trimestriels

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Semestres clos les 30 juin		2024		2023				2022	
	2024	2023	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Volumes de production en amont¹⁾ (kbep/j)	800,9	754,4	800,8	800,9	808,6	797,0	729,9	779,0	806,9	777,9
Total des intrants traités en aval^{2), 3)} (kb/j)	668,3	524,1	652,9	683,8	605,7	691,3	566,9	480,7	491,3	563,4
Production unitaire de pétrole brut²⁾ (kb/j)	639,0	498,1	622,7	655,2	579,1	664,3	537,8	457,9	473,3	533,5
Volumes de production en aval^{1), 2)} (kb/j)	680,8	530,0	659,5	702,1	627,4	706,0	571,9	487,7	506,3	572,6
Produits des activités ordinaires	28 282	24 493	14 885	13 397	13 134	14 577	12 231	12 262	14 063	17 471
Marge d'exploitation⁴⁾	6 127	4 502	2 936	3 191	2 151	4 369	2 400	2 102	2 782	3 339
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 732	1 704	2 807	1 925	2 946	2 738	1 990	(286)	2 970	4 089
Fonds provenant de l'exploitation ajustés⁴⁾	4 603	3 294	2 361	2 242	2 062	3 447	1 899	1 395	2 346	2 951
Par action – de base ⁴⁾ (\$)	2,47	1,73	1,27	1,20	1,10	1,82	1,00	0,73	1,22	1,53
Par action – dilué ⁴⁾ (\$)	2,45	1,69	1,26	1,19	1,09	1,81	0,98	0,71	1,19	1,49
Dépenses d'investissement	2 191	2 103	1 155	1 036	1 170	1 025	1 002	1 101	1 274	866
Fonds provenant de l'exploitation disponibles⁴⁾	2 412	1 191	1 206	1 206	892	2 422	897	294	1 072	2 085
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles⁴⁾	s. o.	s. o.	735	832	471	1 989	505	(499)	786	1 756
Résultat net	2 176	1 502	1 000	1 176	743	1 864	866	636	784	1 609
Par action – de base (\$)	1,16	0,78	0,53	0,62	0,39	0,98	0,45	0,33	0,40	0,83
Par action – dilué (\$)	1,15	0,76	0,53	0,62	0,39	0,97	0,44	0,32	0,39	0,81
Total de l'actif	56 000	53 747	56 000	54 994	53 915	54 427	53 747	54 000	55 869	55 086
Total des passifs à long terme	18 945	19 831	18 945	18 884	18 993	18 395	19 831	19 917	20 259	19 378
Dette à long terme, y compris la partie courante	7 275	8 534	7 275	7 227	7 108	7 224	8 534	8 681	8 691	8 774
Dette nette	4 258	6 367	4 258	4 827	5 060	5 976	6 367	6 632	4 282	5 280
Rendement en numéraire pour les porteurs d'actions ordinaires	1 452	815	1 025	427	722	1 225	575	240	807	864
Actions ordinaires – dividendes de base	596	465	334	262	261	264	265	200	201	205
Dividendes de base par action ordinaire (\$)	0,320	0,245	0,180	0,140	0,140	0,140	0,140	0,105	0,105	0,105
Actions ordinaires – dividendes variables	251	—	251	—	—	—	—	—	219	—
Dividendes variables par action ordinaire (\$)	0,135	—	0,135	—	—	—	—	—	0,114	—
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique	605	350	440	165	350	361	310	40	387	659
Versement lié au rachat de bons de souscription	—	—	—	—	111	600	—	—	—	—
Dividendes sur actions privilégiées	18	27	9	9	9	—	9	18	—	9

1) Pour un résumé de la production totale 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) Le total des intrants traités comprend le pétrole brut et la charge d'alimentation. La fluidification n'est pas prise en compte.

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

RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats d'exploitation – Secteurs en amont

	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2024	Variation (%)	2023	2024	Variation (%)	2023
Volumes de production, par secteur¹⁾ (kbep/j)						
Sables bitumineux	611,5	7	573,8	613,4	5	581,6
Hydrocarbures classiques	123,1	18	104,6	121,9	7	114,2
Production extracôtière	66,2	29	51,5	65,6	12	58,6
Total – volumes de production	800,8	10	729,9	800,9	6	754,4
Volumes de production, par produit						
Bitume (kb/j)	591,7	7	554,6	593,5	6	562,5
Pétrole brut lourd (kb/j)	18,1	6	17,0	18,0	7	16,9
Pétrole brut léger (kb/j)	13,5	34	10,1	13,0	2	12,7
LGN (kb/j)	33,0	24	26,7	32,8	9	30,0
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	867,2	19	729,4	861,5	9	793,1
Total – volumes de production (kbep/j)	800,8	10	729,9	800,9	6	754,4
Charges d'exploitation unitaires, par secteur²⁾ (kbep/j)						
Sables bitumineux	11,47	(10)	12,72	11,67	(13)	13,37
Hydrocarbures classiques	11,25	(23)	14,59	12,14	(12)	13,77
Production extracôtière ³⁾	22,34	15	19,48	20,03	6	18,88

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

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

3) Reflète la participation de 40 % de Cenovus dans HCML. Les charges liées à la coentreprise HCML sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence dans les états financiers consolidés intermédiaires.

La production totale en amont a augmenté comparativement à celle de 2023, en raison notamment des facteurs suivants :

- la mise en service de trois nouveaux puits durant l'exercice 2023 et d'un nouveau puits au premier trimestre de 2024 à Foster Creek;
- les bons résultats des programmes de réaménagement en 2023, des nouveaux puits mis en service au cours de l'exercice et de l'optimisation des puits de nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster;
- le redémarrage réussi des activités dans notre secteur Hydrocarbures classiques, à la suite de la rétention temporaire d'une importante partie de la production face aux feux de forêt qui sévissaient au deuxième trimestre de 2023;
- l'interruption de service temporaire non planifiée en Chine, en raison du débranchement du câble ombilical par le navire d'un tiers en avril 2023;
- les activités de révision réalisées à Foster Creek et à nos installations dans la région de l'Atlantique au deuxième trimestre de 2023;
- l'exécution de travaux de maintenance au NPSD à Terra Nova et son retour au champ en août 2023, la production ayant repris à la fin de novembre 2023.

Ces augmentations ont été contrebalancées en partie par :

- la suspension de la production du NPSD SeaRose dans le cadre du projet de prolongement de sa durée d'utilité vers la fin de décembre 2023. Le NPSD devrait être ramené au champ White Rose vers la fin du troisième trimestre de 2024, le redémarrage de la production étant prévu au cours du quatrième trimestre.

Les charges d'exploitation unitaires du secteur Sables bitumineux ont diminué en raison de l'incidence positive de la réduction des coûts du carburant attribuable à la baisse marquée des prix de référence de l'AECO ainsi qu'en raison des efforts déployés pour gérer les charges d'exploitation au moyen de contrats à long terme, de la collaboration avec les fournisseurs et de l'achat d'articles à long délai de livraison afin d'atténuer les augmentations de coûts futures. Les charges d'exploitation unitaires de notre secteur Hydrocarbures classiques ont diminué surtout en raison de la cession d'actifs.

Sommaire des résultats d'exploitation – Secteurs en aval

	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2024	Variation (%)	2023	2024	Variation (%)	2023
Production unitaire de pétrole brut, par secteur (kb/j)						
Raffinage au Canada	53,8	(44)	95,3	79,0	(19)	97,0
Raffinage aux États-Unis	568,9	29	442,5	560,0	40	401,1
Total de la production unitaire de pétrole brut	622,7	16	537,8	639,0	28	498,1
Volumes de production, par produit¹⁾ (kb/j)						
Essence	278,3	40	199,4	280,1	45	193,2
Distillats ²⁾	221,5	28	173,3	217,2	34	162,0
Pétrole brut synthétique	20,7	(54)	44,8	33,9	(25)	45,2
Asphalte	40,2	7	37,4	41,0	28	32,0
Éthanol	4,4	13	3,9	4,9	9	4,5
Autres	94,4	(17)	113,1	103,7	11	93,1
Total – volumes de production	659,5	15	571,9	680,8	28	530,0
Charges d'exploitation unitaires, par secteur³⁾ (\$/b)						
Raffinage au Canada ⁴⁾	70,44	401	14,05	34,36	153	13,59
Raffinage aux États-Unis	12,66	(21)	16,09	12,17	(28)	16,86

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

2) Comprend le diesel et le carburéacteur.

3) Mesure financière déterminée. La définition des charges d'exploitation unitaires a été modifiée et correspond maintenant aux charges d'exploitation divisées par le total des intrants traités. Les résultats des périodes antérieures ont fait l'objet d'une nouvelle présentation. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

4) Correspond aux charges d'exploitation associées à l'usine de valorisation de Lloydminster, à la raffinerie de Lloydminster et aux activités liées aux carburants commerciaux.

La production unitaire totale de pétrole brut en aval et la production totale en aval ont augmenté comparativement à celles de 2023, en raison notamment des facteurs suivants :

- l'augmentation de la production unitaire de pétrole brut dans le secteur Raffinage aux États-Unis grâce à la réalisation des avantages découlant de l'acquisition de la raffinerie de Toledo le 28 février 2023 (l'« acquisition de Toledo »), ce qui nous a permis de mieux utiliser les ressources existantes dans l'ensemble de notre portefeuille américain afin d'améliorer notre gamme de produits;
- l'incidence positive d'une période complète de production unitaire de pétrole brut et de production des raffineries de Toledo et de Superior;
- la fiabilité accrue de la production unitaire de pétrole brut à nos raffineries exploitées et non exploitées.

Ces augmentations ont été contrebalancées en partie par :

- l'activité de révision réalisée à l'usine de valorisation, ce qui a eu une grande incidence sur la production unitaire de pétrole brut de notre secteur Raffinage au Canada;
- des interruptions de service planifiées et non planifiées à nos raffineries exploitées et non exploitées.

Les charges d'exploitation unitaires du secteur Raffinage au Canada ont augmenté comparativement à celles de 2023, surtout en raison de la hausse des coûts liés aux activités de révision à l'usine de valorisation et de la baisse du total des intrants traités.

Les charges d'exploitation unitaires du secteur Raffinage aux États-Unis ont diminué comparativement à celles de 2023, surtout en raison de la hausse du total des intrants traités aux raffineries de Toledo et de Superior, mentionnée plus haut, et du fait que les charges d'exploitation totales sont demeurées relativement stables.

Sommaire des résultats financiers consolidés

Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires ont augmenté de 22 % pour s'établir à 14,9 G\$ au cours du trimestre clos le 30 juin 2024, comparativement à ceux de la période correspondante de 2023. En cumul depuis le début de l'exercice, les produits des activités ordinaires ont augmenté de 15 % pour s'établir à 28,3 G\$, comparativement à ceux de la période correspondante de 2023. La hausse pour les deux périodes s'explique essentiellement par l'augmentation de la production totale en amont et par la hausse des prix de référence du pétrole brut, conjuguées à une augmentation de la production totale en aval attribuable à l'incidence positive de la production pendant une période complète aux raffineries de Toledo et de Superior, ces facteurs étant annulés par la diminution de la production du secteur Raffinage au Canada. L'augmentation a été contrebalancée en partie par une baisse des prix du gaz naturel et des produits raffinés au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023.

Marge d'exploitation

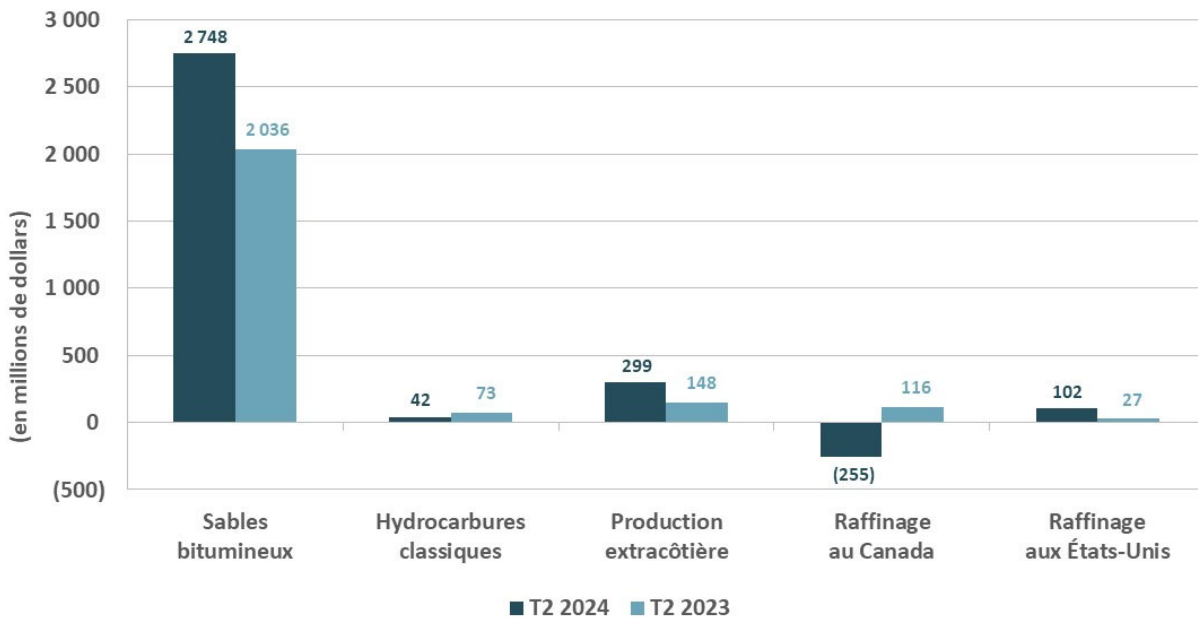
La marge d'exploitation est une mesure financière hors PCGR qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'une période à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie de nos actifs.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Chiffre d'affaires brut¹⁾				
Ventes externes	15 744	12 868	29 888	25 726
Ventes intersectorielles	2 024	1 844	4 311	3 340
	17 768	14 712	34 199	29 066
Redevances	(859)	(637)	(1 606)	(1 233)
Produits des activités ordinaires	16 909	14 075	32 593	27 833
Charges				
Marchandises achetées ¹⁾	8 914	7 198	16 904	14 027
Transport et fluidification ¹⁾	3 043	2 770	5 854	5 797
Charges d'exploitation	1 988	1 726	3 673	3 509
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	28	(19)	35	(2)
Marge d'exploitation	2 936	2 400	6 127	4 502

1) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

Marge d'exploitation par secteur

Trimestres clos les 30 juin 2024 et 2023



La marge d'exploitation a augmenté de 536 M\$ pour s'établir à 2,9 G\$ au trimestre clos le 30 juin 2024, par rapport à celle de la période correspondante de 2023, principalement en raison des facteurs suivants :

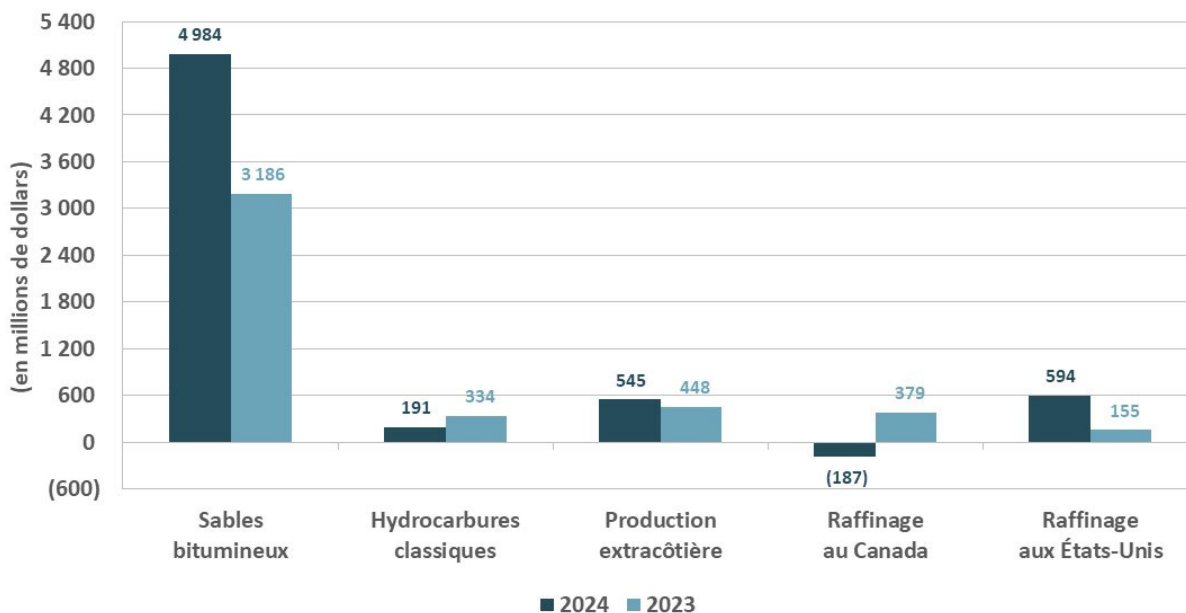
- la hausse des prix de référence du pétrole brut et l'augmentation des volumes de vente ayant eu une incidence sur notre secteur Sables bitumineux;
- l'augmentation des volumes de vente et la hausse des prix de vente réalisés dans notre secteur Production extracôtière;
- l'incidence positive d'une période complète de production des raffineries de Toledo et de Superior.

Cette augmentation a été contrebalancée en partie par :

- la baisse de la marge d'exploitation dans notre secteur Raffinage au Canada en raison d'une activité de révision;
- l'augmentation des redevances dans notre secteur Sables bitumineux attribuable à l'augmentation des prix de vente réalisés et à la hausse des taux de redevance fondés sur une échelle mobile des projets de sables bitumineux de l'Alberta;
- la baisse des marges de craquage et la diminution des écarts entre les prix du pétrole léger et du pétrole lourd ayant eu une incidence sur notre secteur Raffinage aux États-Unis;
- l'augmentation des frais de transport découlant d'une utilisation accrue du TMX.

La marge d'exploitation du secteur Hydrocarbures classiques a diminué comparativement à celle de 2023 surtout en raison de prix de vente réalisés moins élevés sur le gaz naturel. Cette diminution a été compensée en général par la réduction des coûts du carburant aux fins de l'exploitation dans le secteur Sables bitumineux et du gaz naturel acheté du secteur Hydrocarbures classiques.

Semestres clos les 30 juin 2024 et 2023



La marge d'exploitation a augmenté de 1,6 G\$ pour s'établir à 6,1 G\$ au semestre clos le 30 juin 2024, par rapport à celle de la période correspondante de 2023, en raison des facteurs mentionnés plus haut.

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	
	2024	2023	2024	2023
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 807	1 990	4 732	1 704
(Ajouter) déduire :				
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(48)	(41)	(96)	(89)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	494	132	225	(1 501)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	2 361	1 899	4 603	3 294

Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont augmenté au deuxième trimestre de 2024, comparativement à la période correspondante de 2023. Cette augmentation s'explique essentiellement par la hausse de la marge d'exploitation ainsi que par la variation du fonds de roulement hors trésorerie. Les variations du fonds de roulement hors trésorerie ont eu pour effet d'augmenter les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation de 494 M\$ au cours du trimestre, en raison de comptes créditeurs plus élevés, ce facteur étant annulé en partie par la hausse des stocks.

Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 4,7 G\$ pour le premier semestre de 2024, comparativement à 1,7 G\$ à la période correspondante de 2023. Cette augmentation s'explique essentiellement par la variation du fonds de roulement hors trésorerie ainsi que par la hausse de la marge d'exploitation. Au premier semestre de 2023, la variation du fonds de roulement hors trésorerie avait eu pour effet de diminuer les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation de 1,5 G\$, surtout en raison du paiement d'un passif d'impôt de 1,2 G\$ durant cette période.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont augmenté au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2024, par rapport aux périodes correspondantes de 2023. La hausse d'un trimestre à l'autre est principalement attribuable à l'augmentation de la marge d'exploitation mentionnée plus haut, annulée en partie par l'augmentation de la charge d'impôt exigible. La hausse d'un exercice à l'autre est principalement attribuable à l'augmentation de la marge d'exploitation, annulée en partie par l'augmentation de la charge d'impôt exigible et par le versement de primes d'intéressement à long terme.

Résultat net

Le résultat net du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024 s'est établi à 1,0 G\$ et à 2,2 G\$, respectivement, comparativement à 866 M\$ et à 1,5 G\$, respectivement, pour les périodes correspondantes de 2023. La hausse pour ces deux périodes est principalement attribuable à l'augmentation de la marge d'exploitation mentionnée plus haut, annulée en partie par l'augmentation de la charge d'impôt exigible, par l'augmentation de la charge d'épuisement et d'amortissement et par des pertes de change en 2024, comparativement à des profits de change en 2023.

Dettes nettes

(en millions de dollars)	30 juin 2024	31 décembre 2023
Emprunts à court terme	137	179
Partie non courante de la dette à long terme	7 275	7 108
Dettes totales	7 412	7 287
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 154)	(2 227)
Dettes nettes	4 258	5 060

La dette nette a diminué de 802 M\$ depuis le 31 décembre 2023, essentiellement en raison des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation de 4,7 G\$, annulées en partie par des dépenses d'investissement de 2,2 G\$, des rendements en numéraire pour les porteurs d'actions ordinaires de 1,5 G\$ et la dépréciation du dollar canadien ayant eu une incidence sur notre dette libellée en dollars américains. Se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion pour un complément d'information.

Dépenses d'investissement¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Secteurs en amont				
Sables bitumineux	613	539	1 260	1 174
Hydrocarbures classiques	68	82	194	223
Production extracôtière	295	184	454	284
Total en amont	976	805	1 908	1 681
Secteurs en aval				
Raffinage au Canada	70	34	101	61
Raffinage aux États-Unis	100	153	167	347
Total en aval	170	187	268	408
Activités non sectorielles et éliminations	9	10	15	14
Total des dépenses d'investissement	1 155	1 002	2 191	2 103

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

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

- les activités de maintien dans le secteur Sables bitumineux, notamment le forage de puits de prospection stratigraphique dans le cadre de notre programme de forage hivernal intégré;
- l'avancement du projet West White Rose et du projet du NPSD SeaRose;
- les projets de croissance dans notre secteur Sables bitumineux, notamment le raccordement de Narrows Lake à Christina Lake, les projets d'optimisation à Foster Creek et à Sunrise et la progression de notre programme de forage à nos actifs de production de pétrole lourd classique de Lloydminster;
- les activités de forage, d'achèvement et de raccordement ainsi que les projets d'infrastructures dans le secteur Hydrocarbures classiques;
- les activités de maintien de nos actifs de raffinage exploités au Canada et aux États-Unis et dans le cadre de nos projets liés à la fiabilité à nos raffineries non exploitées de Wood River et de Borger;
- le forage d'un puits de prospection en Chine.

Activités de forage

Semestres clos les 30 juin	Nombre net de puits d'exploration stratigraphique et de puits d'observation		Nombre net de puits productifs ¹⁾	
	2024	2023	2024	2023
Foster Creek	82	87	7	10
Christina Lake	58	53	9	11
Sunrise	40	38	—	7
Production par méthode thermique à Lloydminster	—	1	4	—
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	—	1	3	5
Autres	—	3	—	—
	180	183	23	33

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

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

(en puits nets)	Semestre clos le 30 juin 2024			Semestre clos le 30 juin 2023		
	Forés	Achevés	Raccordés	Forés	Achevés	Raccordés
Hydrocarbures classiques	18	14	14	17	21	22

Dans le secteur Production extracôtière, nous avons commencé le forage d'un puits en Chine au deuxième trimestre de 2024. Aucun puits n'a été achevé dans le secteur Production extracôtière au premier semestre de 2024 (un puits de mise en valeur (0,4 puits net) foré et achevé en 2023 au gisement MAC en Indonésie).

PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS

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

Principaux prix de référence et taux de change¹⁾

(prix moyen en \$ US/b, sauf indication contraire)	Semestres clos les 30 juin					
	2024	Variation (%)	2023	T2 2024	T1 2024	T2 2023
Brent daté	84,09	5	79,83	84,94	83,24	78,39
WTI	78,77	5	74,96	80,57	76,96	73,78
Écart Brent daté-WTI	5,32	9	4,87	4,37	6,28	4,61
WCS à Hardisty	62,30	13	55,05	66,96	57,65	58,74
Écart WTI - WCS à Hardisty	16,47	(17)	19,91	13,61	19,31	15,04
WCS à Hardisty (\$ CA/b)	84,70	14	74,17	91,63	77,77	78,90
WCS à Nederland	72,29	12	64,73	74,69	69,89	66,98
Écart WTI - WCS à Nederland	6,48	(37)	10,23	5,88	7,07	6,80
Condensats (C5 à Edmonton)	74,96	(2)	76,13	77,14	72,78	72,39
Écart WTI - condensats – prime (escompte)	(3,81)	(426)	1,17	(3,43)	(4,18)	(1,39)
Écart WCS à Hardisty - condensats – prime (escompte)	12,66	(40)	21,08	10,18	15,13	13,65
Condensats (\$ CA/b)	101,87	(1)	102,61	105,55	98,18	97,25
Pétrole synthétique à Edmonton	76,37	(1)	77,42	83,32	69,42	76,66
Écart WTI - pétrole synthétique – prime (escompte)	(2,40)	(198)	2,46	2,75	(7,54)	2,88
Pétrole synthétique à Edmonton (\$ CA/b)	103,83	—	104,33	114,01	93,65	102,98

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.

Principaux prix de référence et taux de change – suite¹⁾

(prix moyen en \$ US/b, sauf indication contraire)	Semestres clos les 30 juin					
	2024	Variation (%)	2023	T2 2024	T1 2024	T2 2023
Prix des produits raffinés						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	94,28	(7)	101,07	99,09	89,48	102,32
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	102,04	(6)	108,90	99,80	104,27	102,40
Prix de référence – raffinage						
Écart lié à la valorisation ²⁾ (\$/b)	18,97	(36)	29,68	22,28	15,65	23,59
Marges de craquage 3-2-1 à Chicago ³⁾	18,10	(37)	28,72	18,76	17,45	28,57
Marges de craquage 3-2-1 du groupe 3 ³⁾	17,82	(44)	31,56	18,13	17,50	31,78
Numéros d'identification renouvelables (« NIR »)	3,53	(56)	7,98	3,39	3,68	7,72
Prix du gaz naturel						
AECO ⁴⁾ (\$ CA/kpi ³)	1,84	(35)	2,83	1,18	2,50	2,45
NYMEX ⁵⁾ (\$ US/kpi ³)	2,07	(25)	2,76	1,89	2,24	2,10
Taux de change						
Taux moyen \$ US/\$ CA	0,736	(1)	0,742	0,731	0,741	0,745
Taux de clôture \$ US/\$ CA	0,731	(3)	0,755	0,731	0,738	0,755
Taux moyen yuan/\$ CA	5,311	3	5,143	5,293	5,330	5,228

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) L'écart lié à la valorisation correspond à la différence entre le prix du pétrole brut synthétique à Edmonton et le prix du pétrole brut fluidifié de Lloydminster à Hardisty. L'écart lié à la valorisation ne reflète pas exactement la configuration et la production de nos raffineries, mais il est utilisé comme indicateur général du marché.

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

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

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

Prix de référence du pétrole brut et des condensats

Au deuxième trimestre de 2024, les prix de référence du pétrole brut, soit le Brent et le WTI, ont continué d'augmenter par rapport à ceux du premier trimestre de 2024. L'OPEP+ continue de gérer le marché mondial et de soutenir les prix grâce au maintien des réductions de production dans un contexte de demande élevée de pétrole brut à l'échelle mondiale. Les événements géopolitiques touchant la Russie, l'Ukraine, Israël, la bande de Gaza, l'Iran, la mer Rouge, le Venezuela et le Guyana ont continué d'accroître la volatilité au deuxième trimestre de 2024, mais ils ont eu un impact limité sur le marché mondial du pétrole. Le ralentissement des activités de forage aux États-Unis depuis le début de 2023 a réduit davantage la pression sur l'équilibre entre l'offre et la demande de pétrole brut à l'échelle mondiale.

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

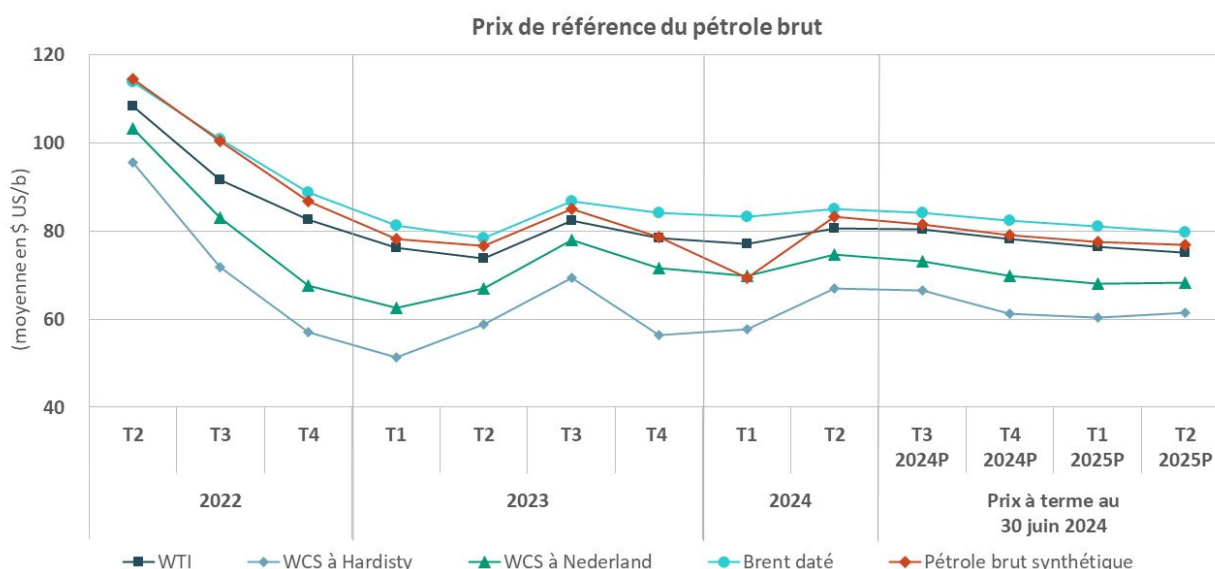
Le prix obtenu pour notre pétrole brut de l'Atlantique et nos LGN de l'Asie-Pacifique est établi essentiellement en fonction du prix du Brent. L'écart entre le Brent et le WTI a diminué au deuxième trimestre de 2024, comparativement à ce qu'il était au premier trimestre de 2024, en partie en raison de la plus faible demande de pétrole brut léger en Europe découlant d'activités de révision aux raffineries.

Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. L'écart entre le WCS à Hardisty et le WTI est fonction de la différence de qualité entre le brut léger et le brut lourd et des frais de transport. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, l'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty a diminué comparativement à ce qu'il était aux périodes correspondantes de 2023, en raison notamment de la mise en service du TMX ainsi que du raffermissement de l'écart lié à la qualité du pétrole lourd, tel qu'il est expliqué ci-après.

Le WCS à Nederland est un prix de référence du pétrole lourd pour la vente de nos produits sur la côte américaine du golfe du Mexique. L'écart entre le WTI et le WCS à Nederland est représentatif de l'écart lié à la qualité du pétrole lourd et est tributaire de la capacité mondiale de raffinage du pétrole brut ainsi que de l'offre mondiale de pétrole brut. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, l'écart entre le WTI et le WCS à Nederland a diminué comparativement à ce qu'il était aux périodes correspondantes de 2023. La diminution de l'offre de pétrole brut moyen et lourd à l'échelle mondiale découlant des réductions de l'OPEP+ ainsi que la capacité de traitement du pétrole brut supplémentaire ont donné lieu à une diminution de l'écart lié à la qualité, comparativement à ce qu'il était en 2023, alors que les écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd étaient importants en raison de travaux de maintenance non planifiés aux raffineries, du recours accru au raffinage à l'échelle mondiale, de la hausse de l'offre de barils de pétrole brut moyen et lourd sur le marché ainsi que de la volatilité des prix des produits raffinés.

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.

Aux deuxièmes trimestres de 2024 et 2023, le prix du pétrole brut synthétique à Edmonton par rapport au WTI correspondait à une prime. En cumul depuis le début de l'exercice, le prix du pétrole brut synthétique à Edmonton par rapport au WTI correspond à un escompte. La faiblesse des prix au premier trimestre de 2024 est attribuable à la production de pétrole brut synthétique élevée en Alberta ainsi qu'à une offre excédentaire de pétrole brut léger par rapport à la capacité pipelinrière et à une capacité de stockage limitée.



La fluidification du bitume au moyen de condensats permet le transport de la production par pipelines. Nos ratios de fluidification, soit les volumes de diluants en pourcentage du total des volumes fluidifiés, ont varié dans une fourchette d'environ 25 % à 35 %. L'écart WCS-condensats est un point de référence important, car lorsque cet écart s'accroît, la récupération du coût d'achat des condensats diminue généralement pour chaque baril de pétrole brut fluidifié vendu. Lorsque l'offre de condensats en Alberta n'est pas à la hauteur de la demande, les prix des condensats à Edmonton peuvent être liés aux prix des condensats sur la côte américaine du golfe du Mexique, auxquels s'ajoute le coût du transport des condensats jusqu'à Edmonton. Nos frais 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.

Aux deuxièmes trimestres de 2024 et de 2023, le prix de référence moyen des condensats à Edmonton par rapport au WTI correspondait à un escompte. Pour le semestre clos le 30 juin 2024, le prix de référence des condensats à Edmonton correspondait à un escompte, comparativement à une prime au semestre clos le 30 juin 2023. Cette faiblesse s'explique essentiellement par la faiblesse des prix du pétrole brut léger et du pétrole brut synthétique au premier trimestre de 2024 en Alberta en raison de l'offre excédentaire de pétrole brut léger par rapport à la capacité pipelinrière. La faible demande internationale de naphte, qui a eu une incidence sur le prix des condensats sur la côte américaine du golfe du Mexique exportés vers le Canada, a également pesé sur les prix au deuxième trimestre de 2024.

Prix de référence – raffinage

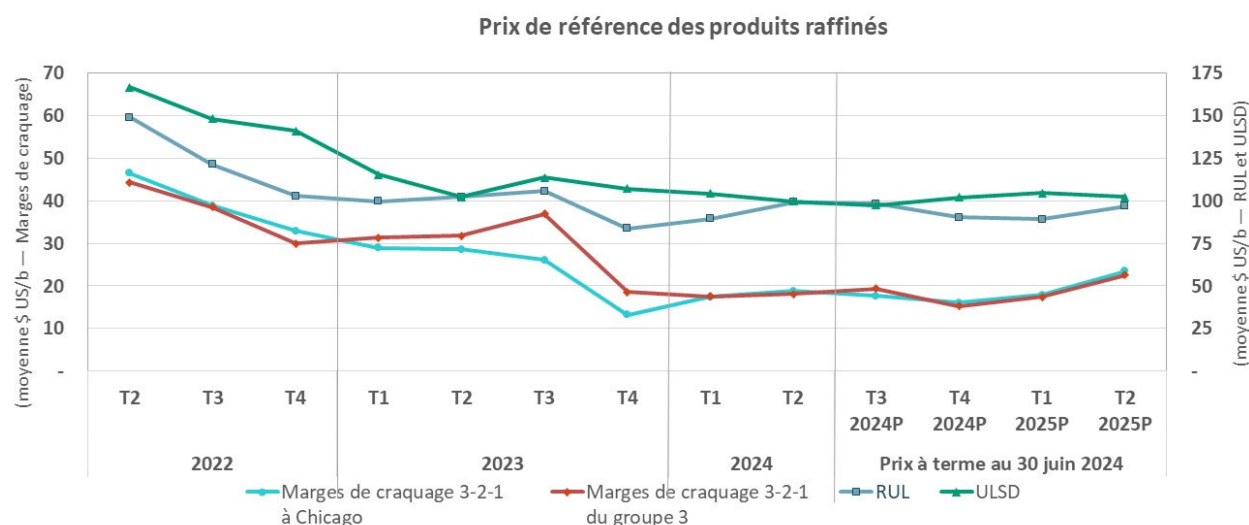
Les prix de référence de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et du diesel à très faible teneur en soufre à Chicago sont représentatifs des prix des produits raffinés sur le marché intérieur et servent à calculer la marge de craquage 3-2-1 sur le marché à Chicago. La marge de craquage 3-2-1 sur le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

Les prix des produits raffinés ont diminué au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2024, par rapport aux périodes correspondantes de 2023, alors que les ajouts croissants de capacité à l'échelle mondiale ont pesé sur les marges de craquage des raffineries à l'échelle mondiale et que les raffineries aux États-Unis ont fonctionné à un taux d'utilisation très élevé. L'offre excédentaire de produits raffinés et la constitution de stocks considérables dans le Midwest aux États-Unis ont causé une pression sur les prix à Chicago comparativement à ceux d'autres marchés au début de 2024; toutefois, ces facteurs ont été compensés par des périodes relativement vigoureuses, en raison de travaux de maintenance prévus et non prévus aux raffineries dans la région au cours du premier semestre de 2024.

Le coût moyen des NIR a également diminué pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison de la croissance de l'offre de diesel renouvelable.

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

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



Prix de référence – gaz naturel

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, les prix moyens du gaz naturel au NYMEX et de l'AECO ont diminué, par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2023, en raison de l'offre élevée aux États-Unis, des températures clémentes durant l'hiver et des stocks élevés. Les prix du gaz naturel de l'AECO ont diminué davantage par rapport à ceux du NYMEX, en raison de la capacité pipelinière limitée dans l'Ouest du Canada. Le prix obtenu pour notre production de gaz naturel de l'Asie-Pacifique est établi en grande partie en fonction de contrats à long terme.

Taux de change de référence

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

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, le cours moyen du dollar canadien a reculé par rapport à celui du dollar américain, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, ce qui a eu une incidence favorable sur nos produits des activités ordinaires présentés. La dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain au 30 juin 2024, comparativement au 31 décembre 2023, a donné lieu à des variations de change latentes lors de la conversion de notre dette libellée en dollars américains.

Une partie de nos contrats de vente à long terme en Asie-Pacifique sont libellés en yuans. Une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au yuan entraînera une diminution des produits des activités ordinaires en dollars canadiens tirés de la vente de marchandises dérivées du gaz naturel dans la région. Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, le cours moyen du dollar canadien s'est apprécié par rapport à celui du yuan, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, ce qui a eu une incidence défavorable sur nos produits des activités ordinaires présentés.

Taux d'intérêt de référence

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

Au 30 juin 2024, le taux directeur de la Banque du Canada était de 4,75 %. Le 24 juillet 2024, la Banque du Canada a abaissé ce taux de 25 points de base, pour le porter à 4,50 %.

PERSPECTIVES

Prévision des prix des marchandises

Les prix du pétrole brut à l'échelle mondiale ont augmenté d'un trimestre à l'autre, le maintien des réductions de la production des pays de l'OPEP+ ayant soutenu les prix. Ces réductions volontaires ont été prolongées jusqu'à la fin du troisième trimestre de 2024, et le cartel a annoncé son intention d'éliminer graduellement ces réductions volontaires sur une période de 12 mois commençant en octobre 2024. La croissance de l'offre hors OPEP+, provenant surtout des réserves américaines de pétrole de schiste, a été soutenue et devrait se poursuivre tout au long de 2024, bien que le ralentissement des activités de forage aux États-Unis depuis 2023 ait tempéré les attentes de croissance de l'offre provenant des États-Unis. La croissance de la demande a également été forte, sous l'impulsion de la consommation en Chine. L'équilibre entre l'offre et la demande de pétrole brut à l'échelle mondiale étant précaire et la capacité de production de réserve au Moyen-Orient étant élevée, la politique de l'OPEP+ joue un rôle crucial dans le maintien de l'équilibre de l'offre et de la demande ainsi que des prix du pétrole à l'échelle mondiale. Les risques géopolitiques actuels causent une volatilité des prix mondiaux du pétrole, et toute aggravation de la situation aura pour conséquence de faire augmenter les prix mondiaux du pétrole, alors que toute amélioration aura pour effet d'entraîner une stabilisation des prix.

La trajectoire des prix du pétrole brut demeure incertaine et volatile dans un marché dont les facteurs clés restent imprévisibles et qui subit les répercussions de politiques gouvernementales en matière d'offre et de demande. Les politiques à l'égard de la Russie, de l'Iran et du Venezuela font partie des facteurs clés qui auront une incidence sur l'offre énergétique et qui modifieront les tendances en matière de commerce mondial. Dans l'ensemble, nous nous attendons à ce que les prix du pétrole brut et des produits raffinés soient volatils et vulnérables à la politique de l'OPEP+, à la durée et à l'ampleur de l'invasion actuelle de l'Ukraine par la Russie, à la mesure dans laquelle les exportations en provenance de Russie seront réduites en raison de sanctions et de réductions de la production, au rythme de la croissance de l'offre hors OPEP+, au renouvellement des réserves stratégiques de pétrole, à la crise en Israël et dans la bande de Gaza, y compris toute internationalisation de ce conflit, notamment avec l'Iran, aux attaques de navires en mer Rouge et aux tensions entre le Venezuela et le Guyana. De plus, le ralentissement mondial de l'activité économique, l'incertitude à l'égard de l'inflation et des taux d'intérêt ainsi que la possibilité d'une récession sont autant de risques pour le rythme de la croissance de la demande.

Les prix des produits raffinés ont diminué par rapport aux sommets de 2022 et de 2023 en raison d'ajouts croissants de capacité à l'échelle mondiale et du fonctionnement des raffineries aux États-Unis à des taux d'utilisation très élevés. Cette situation a occasionné un stockage accru de l'essence et du diesel, comparativement à des niveaux moins élevés. Nous nous attendons à ce que le taux d'utilisation demeure élevé tout au long de la période de demande accrue de l'été, ce qui contribuera à stabiliser les marges de raffinage.

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

- Nous prévoyons que l'écart WTI-WCS à Hardisty restera en grande partie lié aux facteurs mondiaux de l'offre et à la capacité de transformation de pétrole brut lourd dans la mesure où l'offre correspondra à la capacité d'exportation de pétrole brut canadien. Comme prévu, la mise en service du TMX en 2024 a eu pour effet de réduire l'écart entre le WTI et le WCS.
- Nous prévoyons que la volatilité des prix des produits raffinés persistera. Les répercussions économiques de l'invasion toujours en cours de l'Ukraine par la Russie ainsi que les politiques des banques centrales pourraient avoir une incidence sur la demande. Les prix des produits raffinés et les marges de craquage devraient continuer à fluctuer, compte tenu des tendances saisonnières et du volume de traitement des raffineries en Amérique du Nord et dans le monde.
- Les prix du gaz naturel au NYMEX et de l'AECO devraient continuer de subir une pression à court terme en raison de l'offre élevée et des grandes possibilités de stockage du gaz naturel. Les conditions météorologiques continueront d'être l'un des principaux facteurs ayant une incidence sur la demande et les prix.
- Nous nous attendons à ce que le dollar canadien continue d'être touché par la vitesse à laquelle la Réserve fédérale américaine et la Banque du Canada majorent ou réduisent leurs taux directeurs l'une par rapport à l'autre, les prix du pétrole brut et de nouveaux facteurs macroéconomiques.

La majeure partie de notre production de brut en amont et de produits raffinés en aval est exposée aux fluctuations du prix du WTI pour le pétrole brut. L'intégration de nos activités en amont et en aval contribue à atténuer l'incidence de la volatilité du prix des marchandises. La production de pétrole brut par nos actifs en amont est mélangée à des condensats et à du butane et sert de charge d'alimentation en pétrole brut pour nos activités en aval, tandis que les condensats extraits de notre production de pétrole brut fluidifié sont revendus à nos installations de Sables bitumineux.

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

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

- Engagements et ententes en matière de transport – Nos engagements fermes actuels en matière de capacité de transport nous permettent d'appuyer les projets servant à acheminer le pétrole brut de nos zones de production jusqu'aux marchés de consommation, notamment aux marchés côtiers.
- Intégration – Les installations de raffinage du pétrole lourd permettent de tirer parti à la fois de l'écart WTI-WCS pour le pétrole brut canadien et des écarts sur la vente de produits raffinés.
- Surveillance des fondamentaux du marché et optimisation des taux de traitement de nos raffineries en conséquence.
- Réservoirs de stockage traditionnel du pétrole brut à divers emplacements.

Grandes priorités pour 2024

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

Performance de premier ordre en matière de sécurité

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

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. En juillet, nous avons atteint notre cible de dette nette de 4,0 G\$. Ainsi, au troisième trimestre de 2024, notre objectif sera d'affecter la totalité de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles au rendement pour les actionnaires, au moyen du rachat d'actions ou du versement de dividendes variables, après application d'une réduction tenant compte de l'excédent de la dette nette sur 4,0 G\$ à la fin du trimestre précédent. Se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion pour un complément d'information.

Réalisation de projets

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

Domination du marché par les coûts

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

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

Durabilité

La durabilité est au cœur 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 d'affecter les ressources nécessaires et de prendre des mesures concrètes pour atteindre ces cibles.

Nous maintenons notre engagement en faveur du projet fondamental Alliances Nouvelles voies, notamment en faisant le nécessaire pour conclure des ententes avec les gouvernements fédéral et provinciaux qui nous permettront de bénéficier d'un soutien financier suffisant pour faire progresser des projets de captage du carbone à grande échelle tout en demeurant concurrentiels à l'échelle mondiale. Il est essentiel que les gouvernements fédéral et provinciaux offrent un soutien d'un niveau comparable à celui dont bénéficient d'autres projets de captage de carbone d'envergure ailleurs dans le monde afin de permettre au Canada d'atteindre ses cibles d'émissions de gaz à effet de serre (« GES »).

Prévisions pour 2024

Nos prévisions pour 2024, actualisées en date du 31 juillet 2024, peuvent être consultées sur notre site Web à l'adresse cenovus.com.

Les modifications apportées à nos prévisions comprennent ce qui suit :

- une augmentation jusqu'au point médian du total de la production en amont attribuable à une bonne performance et à une grande fiabilité depuis le début de l'exercice;
- une augmentation jusqu'au point médian de la production unitaire de pétrole brut en aval en raison d'une bonne performance depuis le début de l'exercice et de l'optimisation des activités de révision au cours du deuxième semestre de l'exercice, notamment parce qu'une activité de révision a été reportée à 2025.

Le tableau ci-après est tiré de nos prévisions complètes pour 2024 :

	Dépenses d'investissement (en millions de dollars)	Production (en milliers de bep par jour)	Production unitaire de pétrole brut (kb/j)
Secteurs en amont			
Sables bitumineux	2 500 - 2 750	600 - 610	
Hydrocarbures classiques	350 - 425	120 - 125	
Production extracôtière	850 - 950	65 - 75	
Total en amont	3 700 - 4 125	785 - 810	
Secteurs en aval	750 - 850		640 - 670
Activités non sectorielles et éliminations	60 - 70		

Nous poursuivons l'exécution de notre programme d'investissement, et la fourchette prévue pour ce programme pour l'exercice complet est demeurée inchangée, soit entre 4,5 G\$ et 5,0 G\$. Le programme comprend une tranche de 3,0 G\$ consacrée au maintien de la production et d'une exploitation sécuritaire et fiable ainsi qu'une tranche de 1,5 G\$ à 2,0 G\$ consacrée aux investissements de croissance et d'optimisation.

SECTEURS À PRÉSENTER

SECTEURS EN AMONT

Sables bitumineux

Au deuxième trimestre de 2024, nous avons :

- assuré le déroulement sécuritaire et fiable de notre exploitation;
- produit 609,8 milliers de barils de pétrole brut par jour (571,6 milliers de barils de pétrole brut par jour en 2023);
- obtenu de bons résultats de nos programmes de durabilité, d'aménagement et d'optimisation des puits à Foster Creek, à Christina Lake, à Sunrise et à nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster;
- dégagé une marge d'exploitation de 2,7 G\$, soit une augmentation de 712 M\$ comparativement au deuxième trimestre de 2023, attribuable principalement à la hausse des prix de vente réalisés et à la baisse des charges d'exploitation;
- engagé des dépenses d'investissement de 613 M\$, principalement pour les activités de maintien et les projets de croissance. Les activités de maintien comprennent le forage de puits de prospection stratigraphique dans le cadre de notre programme de forage hivernal intégré. Les projets de croissance comprennent le raccordement de Narrows Lake à Christina Lake et les projets d'optimisation à Foster Creek et à Sunrise;
- enregistré un prix net opérationnel de 52,10 \$ par bep (38,49 \$ par bep en 2023).

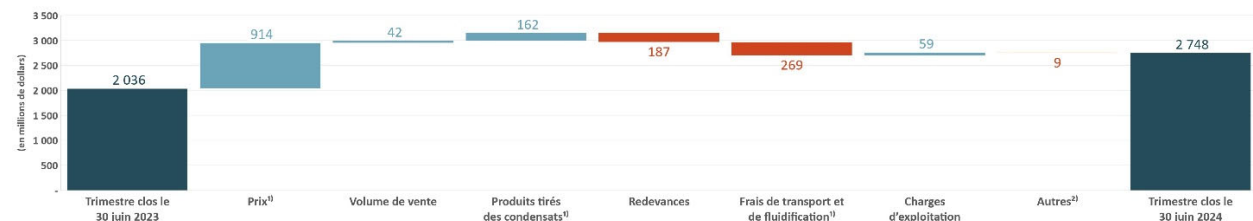
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Chiffre d'affaires brut¹⁾				
Ventes externes	6 056	5 177	11 069	10 009
Ventes intersectorielles	1 497	1 260	3 112	2 135
	7 553	6 437	14 181	12 144
Redevances	(814)	(620)	(1 511)	(1 136)
Produits des activités ordinaires	6 739	5 817	12 670	11 008
Charges				
Marchandises achetées ¹⁾	403	414	692	769
Transport et fluidification	2 953	2 700	5 686	5 641
Charges d'exploitation	615	676	1 275	1 413
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	20	(9)	33	(1)
Marge d'exploitation	2 748	2 036	4 984	3 186
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	1	31	(12)	(3)
Amortissement et épuisement	772	730	1 546	1 445
Coûts de prospection	1	2	4	4
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(14)	6	(14)	6
Résultat sectoriel	1 988	1 267	3 460	1 734

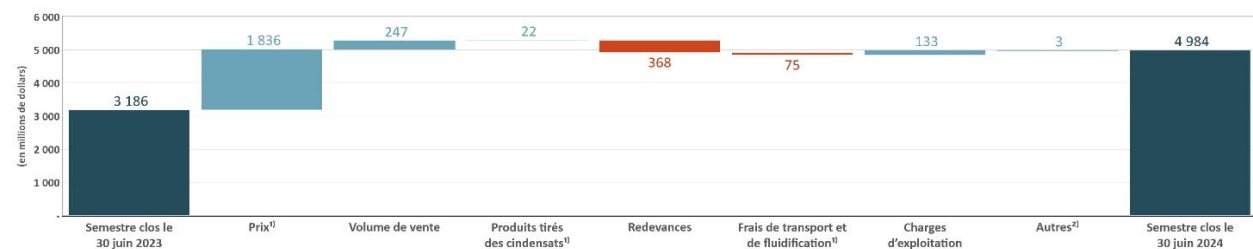
1) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

Variation de la marge d'exploitation

Trimestre clos le 30 juin 2024



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) 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	
	2024	2023	2024	2023
Total – volumes de vente¹⁾ (kbep/j)	584,5	578,1	595,6	577,5
Prix de vente réalisé^{2) 3)} (\$/bep)	88,76	71,03	80,62	63,37
Production de pétrole brut, par actif (kb/j)				
Foster Creek	195,0	167,0	195,5	178,4
Christina Lake	237,1	234,9	236,8	236,0
Sunrise	46,1	46,5	47,4	45,5
Production par méthode thermique à Lloydminster	113,5	106,2	113,8	102,6
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	18,1	17,0	18,0	16,9
Total – production de pétrole brut⁴⁾ (kb/j)	609,8	571,6	611,5	579,4
Gaz naturel ⁵⁾ (Mpi ³ /j)	10,5	12,9	11,2	12,7
Total – production (kbep/j)	611,5	573,8	613,4	581,6

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

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

3) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

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

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

Résultats d'exploitation – suite

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Taux de redevance réel¹⁾ (%)				
Foster Creek	21,1	21,9	22,9	22,5
Christina Lake	25,9	24,6	25,5	27,0
Sunrise	7,3	5,4	5,8	5,2
Lloydminster ²⁾	11,2	9,3	9,2	8,9
Taux de redevance totale réel	19,4	18,7	19,4	19,8
Frais de transport et de fluidification³⁾ (\$/bep)	9,98	8,04	8,74	8,55
Charges d'exploitation³⁾ (\$/bep)	11,47	12,72	11,67	13,37
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires³⁾ (\$/bep)	13,68	13,00	13,51	12,87

1) Les taux de redevances réels correspondent à la charge liée aux redevances divisée par les produits des activités ordinaires par produit, déduction faite des frais de transport, compte non tenu du profit ou de la perte réalisé lié à la gestion des risques.

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

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

Produits des activités ordinaires

Le chiffre d'affaires brut a augmenté au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison de la hausse des prix de référence du WTI, de la réduction de l'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty et de l'augmentation des volumes de vente.

Prix

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

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, nous avons expédié aux États-Unis, respectivement, environ 29 % et 26 % des volumes de pétrole brut. Tant au trimestre qu'au semestre clos le 30 juin 2024, nous avons vendu à nos actifs en aval au Canada et aux États-Unis environ 20 % des volumes de pétrole brut de notre secteur Sables bitumineux.

Notre prix de vente réalisé s'est établi en moyenne à 88,76 \$ par bep et à 80,62 \$ par bep, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 (71,03 \$ par bep et 63,37 \$ par bep, respectivement, en 2023), essentiellement en raison de la hausse des prix de référence du WTI ainsi que de la réduction de l'écart entre le WTI et le WCS et de l'écart entre les prix des condensats et le WCS.

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

Volumes de production

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, la production du secteur Sables bitumineux s'est établie à 609,8 milliers de barils par jour et à 611,5 milliers de barils par jour, respectivement (571,6 milliers de barils par jour et 579,4 milliers de barils par jour, respectivement, en 2023) et s'explique surtout par la hausse de la production à Foster Creek et à nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster, les volumes de production étant demeurés relativement constants pour nos actifs du secteur Sables bitumineux.

La production à Foster Creek a augmenté de 28,0 milliers de barils par jour et de 17,1 milliers de barils par jour, respectivement, au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Ces augmentations s'expliquent essentiellement par la mise en service de trois nouveaux puits en 2023 et d'un nouveau puits au premier trimestre de 2024 ainsi que par les bons résultats obtenus de notre programme de réaménagement. Par ailleurs, nous avons réalisé une activité de révision au deuxième trimestre de 2023.

La production de nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster a augmenté de 7,3 milliers de barils par jour et de 11,2 milliers de barils par jour, respectivement, au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Ces augmentations s'expliquent essentiellement par les bons résultats obtenus de notre programme de réaménagement en 2023 ainsi que par l'optimisation des puits.

Redevances

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

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

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

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

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

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

Les redevances du secteur Sables bitumineux ont augmenté comparativement à celles de 2023. Pour le trimestre clos le 30 juin 2024, le taux de redevance réel du secteur Sables bitumineux a augmenté pour s'établir à 19,4 %, comparativement à 18,7 % en 2023, surtout en raison de prix de vente réalisés plus élevés et de l'augmentation des taux de redevance fondés sur une échelle mobile des projets de sables bitumineux de l'Alberta. Pour le semestre clos le 30 juin 2024, le taux de redevance réel du secteur Sables bitumineux a diminué pour s'établir à 19,4 %, comparativement à 19,8 % en 2023, surtout en raison d'ajustements annuels relatifs aux dépôts de clôture de périodes.

Charges

Transport et fluidification

Au deuxième trimestre de 2024, les frais de fluidification ont augmenté de 159 M\$ pour atteindre 2,4 G\$, comparativement à la période correspondante de 2023, en raison de la hausse des prix des condensats et de l'augmentation des volumes de vente. Au premier semestre de 2024, les frais de fluidification ont augmenté de 17 M\$ pour atteindre 4,7 G\$, comparativement à la période correspondante de 2023, en raison de l'augmentation des volumes de vente, annulée en partie par la baisse des prix des condensats.

Les frais de transport ont augmenté pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison de l'augmentation des volumes de vente exportés vers des destinations hors de l'Alberta. Au cours du trimestre, nous avons rehaussé notre position sur le TMX, ce qui a eu pour résultat d'augmenter les frais de transport.

Frais de transport unitaires

Les frais de transport unitaires ont augmenté au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison de la hausse des frais de transport mentionnée plus haut, annulée en partie par l'augmentation des volumes de vente.

À Foster Creek, les frais de transport unitaires pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 se sont établis respectivement à 14,69 \$ par baril et à 12,42 \$ par baril (respectivement 12,80 \$ par baril et 13,13 \$ par baril en 2023). L'augmentation d'un trimestre à l'autre s'explique essentiellement par la hausse des frais de transport découlant de notre utilisation accrue du TMX, annulée en partie par l'augmentation des volumes de vente. La diminution d'un exercice à l'autre est surtout attribuable à la baisse des ventes vers des destinations hors de l'Alberta et à l'augmentation des volumes de vente, ces facteurs étant annulés en partie par l'augmentation des dépenses liées à l'utilisation du TMX mentionnée plus haut. Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, nous avons expédié hors de l'Alberta respectivement 49 % et 41 % (respectivement 47 % et 48 % en 2023) des volumes de Foster Creek.

À Christina Lake, les frais de transport unitaires pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 se sont établis respectivement à 7,16 \$ par baril et à 6,23 \$ par baril (respectivement 5,91 \$ par baril et 6,81 \$ par baril en 2023). L'augmentation d'un trimestre à l'autre est principalement attribuable à l'augmentation des ventes à destination des États-Unis et à la hausse des tarifs, ces facteurs étant annulés en partie par une diminution des frais fixes de transport ferroviaire. La baisse d'un exercice à l'autre est principalement attribuable à une diminution des frais fixes de transport ferroviaire. Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, nous avons expédié aux États-Unis respectivement 23 % et 17 % (respectivement 17 % et 18 % en 2023) des volumes de Christina Lake.

Les frais de transport unitaires de Sunrise ont augmenté au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, surtout en raison de la hausse des frais de transport attribuable à l'utilisation du TMX et de l'augmentation des ventes hors de l'Alberta. Tant au trimestre qu'au semestre clos le 30 juin 2024, nous avons expédié hors de l'Alberta 94 % (respectivement 50 % et 48 % en 2023) des volumes de Sunrise.

Les frais de transport unitaires de Lloydminster ont augmenté au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, essentiellement en raison de la hausse des tarifs pour un plus grand volume de vente expédié aux États-Unis. Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, nous avons expédié aux États-Unis respectivement 6 % et 5 % des volumes (néant aux deux périodes correspondantes de 2023).

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier semestre de 2024 ont été les coûts du carburant, de la main-d'œuvre 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 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Cette diminution a été contrebalancée en partie par l'augmentation des coûts liés à la conformité en matière de GES et des coûts des réparations et de la maintenance. Nos coûts ont subi des pressions inflationnistes; toutefois, nous les gérons en obtenant des contrats à long terme, en collaborant avec les fournisseurs et en achetant des articles à long délai de livraison afin d'atténuer les augmentations de coûts futures.

Charges d'exploitation unitaires¹⁾

(\$/bep)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2024	Variation (%)	2023	2024	Variation (%)	2023
Foster Creek						
Carburant	1,95	(43)	3,40	2,60	(39)	4,27
Autres coûts	8,11	(8)	8,81	7,84	(6)	8,34
Total	10,06	(18)	12,21	10,44	(17)	12,61
Christina Lake						
Carburant	1,91	(31)	2,77	2,36	(28)	3,26
Autres coûts	6,58	24	5,32	6,14	15	5,34
Total	8,49	5	8,09	8,50	(1)	8,60
Sunrise						
Carburant	3,04	(33)	4,52	3,61	(34)	5,49
Autres coûts	10,13	(21)	12,86	11,30	(19)	14,00
Total	13,17	(24)	17,38	14,91	(23)	19,49
Lloydminster²⁾						
Carburant	2,25	(43)	3,97	3,20	(35)	4,91
Autres coûts	15,56	(5)	16,33	14,73	(12)	16,73
Total	17,81	(12)	20,30	17,93	(17)	21,64
Total – Sables bitumineux						
Carburant	2,10	(38)	3,36	2,72	(33)	4,09
Autres coûts	9,37	—	9,36	8,95	(4)	9,28
Total	11,47	(10)	12,72	11,67	(13)	13,37

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

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

Les coûts du carburant unitaires ont diminué surtout en raison de la baisse des prix du gaz naturel mentionnée plus haut.

Les autres coûts unitaires à Foster Creek ont diminué au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison de l'augmentation des volumes de vente, annulée en partie par la hausse des coûts des réparations et de la maintenance ainsi que par une activité de reconditionnement et par les coûts liés à la conformité en matière de GES.

Les autres coûts unitaires à Christina Lake ont augmenté au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison de la hausse des coûts des réparations et de la maintenance, d'une activité de reconditionnement et de la baisse des volumes de vente.

Les autres coûts unitaires à Sunrise ont diminué au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison de l'augmentation des volumes de vente, annulée en partie par la hausse des coûts des réparations et de la maintenance.

Les autres coûts unitaires à Lloydminster ont diminué au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison de l'augmentation des volumes de vente conjuguée à une diminution des activités de reconditionnement et à une réduction des coûts des produits chimiques, l'impact de ces facteurs étant annulé en partie par la hausse des coûts liés à la conformité en matière de GES.

Prix nets opérationnels¹⁾

(\$/bep)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Prix de vente	88,76	71,03	80,62	63,37
Redevances	15,21	11,78	13,88	10,87
Transport et fluidification	9,98	8,04	8,74	8,55
Charges d'exploitation	11,47	12,72	11,67	13,37
Prix net opérationnel	52,10	38,49	46,33	30,58

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

Hydrocarbures classiques

Au deuxième trimestre de 2024, nous avons :

- assuré le déroulement sécuritaire et fiable de notre exploitation;
- produit 123,1 milliers de bep par jour (104,6 milliers de bep par jour en 2023);
- dégagé une marge d'exploitation de 42 M\$, soit une diminution de 31 M\$ comparativement au deuxième trimestre de 2023;
- engagé des dépenses d'investissement de 68 M\$ toujours axées sur le forage, les activités d'achèvement et de raccordement et les projets d'infrastructures;
- enregistré un prix net opérationnel moyen de 3,68 \$ par bep (5,89 \$ par bep en 2023).

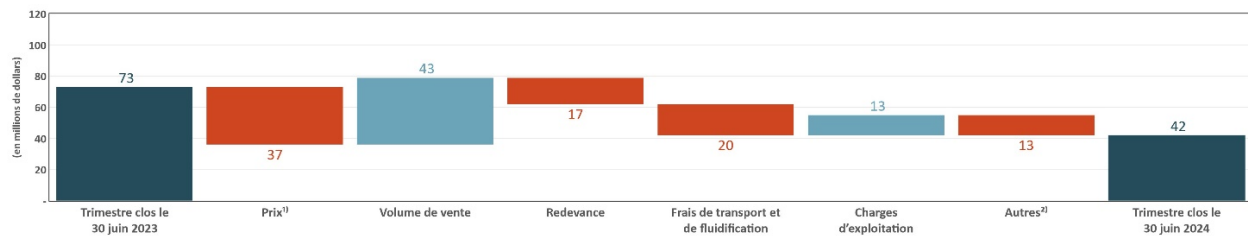
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Chiffre d'affaires brut¹⁾				
Ventes externes	264	253	641	875
Ventes intersectorielles	427	367	929	782
	691	620	1 570	1 657
Redevances	(22)	(4)	(46)	(58)
Produits des activités ordinaires	669	616	1 524	1 599
Charges				
Marchandises achetées ¹⁾	412	337	894	820
Transport et fluidification ¹⁾	83	66	161	147
Charges d'exploitation	132	144	285	294
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	(4)	(7)	4
Marge d'exploitation	42	73	191	334
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	2	(1)	8	(21)
Amortissement et épuisement	111	87	221	182
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	1	—
Résultat sectoriel	(71)	(13)	(39)	173

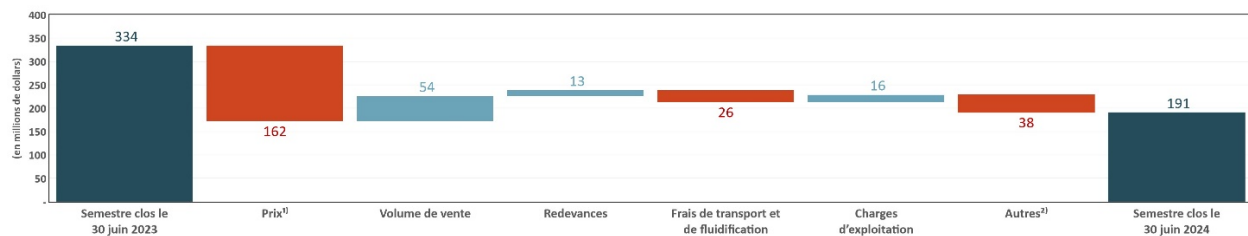
1) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

Variation de la marge d'exploitation

Trimestre clos le 30 juin 2024



Semestre clos le 30 juin 2024



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

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

Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Total – volumes de vente (kbep/j)	123,1	104,6	121,9	114,2
Prix de vente réalisé¹ ²) (\$/bep)	22,20	25,09	27,50	35,29
Pétrole brut léger (\$/b)	98,12	104,40	92,96	103,48
LGN (\$/b)	56,29	46,59	56,86	47,39
Gaz naturel classique (\$/kpi³)	1,77	2,63	2,87	4,71
Production, par produit				
Pétrole brut léger (kb/j)	5,1	4,8	5,2	5,6
LGN (kb/j)	21,4	18,0	21,7	20,0
Gaz naturel classique (Mpi³ /j)	579,4	491,4	569,9	531,9
Total – production (kbep/j)	123,1	104,6	121,9	114,2
Production de gaz naturel classique (% du total)	78	78	78	78
Production de pétrole brut et de LGN (% du total)	22	22	22	22
Taux de redevance réel³) (%)	12,4	2,5	11,0	11,5
Frais de transport²) ⁴) (\$/bep)	5,25	4,08	4,97	4,05
Charges d'exploitation⁴) (\$/bep)	11,25	14,59	12,14	13,77
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires⁴) (\$/bep)	9,88	9,01	9,89	8,76

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

2) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

3) Les taux de redevance réels correspondent à la charge liée aux redevances divisée par les produits des activités ordinaires par produit, déduction faite des frais de transport, compte non tenu du profit ou de la perte réalisé lié à la gestion des risques.

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

Produits des activités ordinaires

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, les ventes brutes se sont chiffrées à 691 M\$ et à 1,6 G\$, respectivement (620 M\$ et 1,7 G\$, respectivement, en 2023). L'augmentation d'un trimestre à l'autre est attribuable à l'augmentation des volumes de vente, annulée par la baisse des prix de référence du gaz naturel. La diminution d'un exercice à l'autre est attribuable essentiellement à la baisse des prix de référence du gaz naturel, compensée en partie par l'augmentation des volumes de vente.

Prix

Notre prix de vente réalisé total a diminué principalement en raison de la baisse des prix de référence du gaz naturel. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, les prix de référence de l'AECO ont diminué de 52 % et de 35 %, respectivement, par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2023.

Volumes de production

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, les volumes de production ont augmenté de 18,5 milliers de bep par jour et de 7,7 milliers de bep par jour, respectivement, comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Cette hausse est essentiellement attribuable au redémarrage réussi de la production à la suite des feux de forêt qui ont sévi en mai et en juin 2023 et qui ont occasionné une rétion temporaire de la production, compensée en partie par la cession de certains actifs de Clearwater et Edson au premier trimestre de 2024.

Redevances

Les actifs du secteur Hydrocarbures classiques sont assujettis à des régimes de redevances en Alberta et en Colombie-Britannique. Les redevances ont augmenté d'un trimestre à l'autre surtout en raison de l'augmentation des volumes de production, annulée en partie par la baisse des prix de référence du gaz naturel et par la cession de certains actifs mentionnée plus haut. Les redevances ont diminué d'un exercice à l'autre en raison de la baisse des prix de référence du gaz naturel et de la cession de certains actifs mentionnée plus haut, ces facteurs ayant plus que compensé la hausse des volumes de production.

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 trimestre et au semestre clos le 30 juin 2024, les frais de transport ont augmenté essentiellement en raison de la hausse des tarifs, comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Les frais de transport unitaires ont augmenté en raison de la hausse des frais de transport, annulée en partie par l'augmentation des volumes de vente.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier semestre de 2024 ont été les coûts des réparations et de la maintenance et les coûts de la main-d'œuvre de même que les taxes foncières. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, les charges d'exploitation totales ont diminué de 12 M\$ et de 9 M\$, respectivement, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, surtout en raison de la cession d'actifs mentionnée plus haut. Les charges d'exploitation par bep ont diminué de 3,34 \$ par bep d'un trimestre à l'autre et de 1,63 \$ par bep d'un exercice à l'autre en raison de la diminution des coûts et de l'augmentation des volumes de vente.

Prix nets opérationnels¹⁾

(\$/bep)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Prix de vente ²⁾	22,20	25,09	27,50	35,29
Redevances	2,02	0,53	2,09	2,84
Transport et fluidification ²⁾	5,25	4,08	4,97	4,05
Charges d'exploitation	11,25	14,59	12,14	13,77
Prix net opérationnel	3,68	5,89	8,30	14,63

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

2) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

Production extracôtière

Au deuxième trimestre de 2024, nous avons :

- assuré le déroulement sécuritaire et fiable de notre exploitation;
- produit 66,2 milliers de bep par jour de pétrole brut léger, de LGN et de gaz naturel (51,5 milliers de bep par jour en 2023);
- inscrit une marge d'exploitation de 299 M\$, soit une hausse de 151 M\$ par rapport au deuxième trimestre de 2023, surtout en raison de l'augmentation des volumes de vente dans la région de l'Atlantique et en Chine ainsi que de la hausse du prix de référence du Brent;
- enregistré un prix net opérationnel de 54,33 \$ par bep (45,11 \$ par bep en 2023);
- engagé des dépenses d'investissement de 295 M\$ liées surtout à l'avancement du projet West White Rose et du projet de prolongement de la durée d'utilité du NPSD SeaRose de même qu'au forage d'un puits de prospection en Chine.

Vers la fin décembre 2023, nous avons suspendu la production au champ White Rose pour nous préparer au projet de prolongement de la durée d'utilité du NPSD SeaRose. Les opérations d'entretien des coques ont commencé au premier trimestre de 2024 et sont toujours en cours. Le NPSD SeaRose devrait être ramené au champ White Rose vers la fin du troisième trimestre de 2024, le redémarrage de la production étant prévu au cours du quatrième trimestre.

Au deuxième trimestre de 2024, le projet West White Rose a atteint un jalon important grâce à l'achèvement d'importants travaux de construction sur deux composantes clés de la plateforme. La structure de béton a atteint sa hauteur définitive, et la dernière grue a été installée, ce qui a permis de terminer la construction des installations en surface. Nous allons maintenant mettre l'accent sur l'achèvement des structures internes et sur la mise en service des structures. Le projet West White Rose présentait un taux d'avancement des travaux d'environ 80 % au 30 juin 2024. Depuis notre décision de redémarrer le projet en 2022, notre investissement se chiffre à environ 984 M\$. Le démarrage de la production est prévu pour 2026.

Résultats financiers

	Trimestres clos les 30 juin					
	2024			2023		
(en millions de dollars)	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière
Chiffre d'affaires brut						
Ventes externes	151	320	471	5	223	228
Ventes intersectorielles	—	—	—	—	—	—
	151	320	471	5	223	228
Redevances	1	(24)	(23)	(1)	(12)	(13)
Produits des activités ordinaires	152	296	448	4	211	215
Charges						
Transport et fluidification	7	—	7	4	—	4
Charges d'exploitation	110	32	142	26	37	63
Marge d'exploitation¹⁾	35	264	299	(26)	174	148
Amortissement et épuisement			156			91
Coûts de prospection			4			2
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			(13)			(12)
Résultat sectoriel			152			67

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 2024



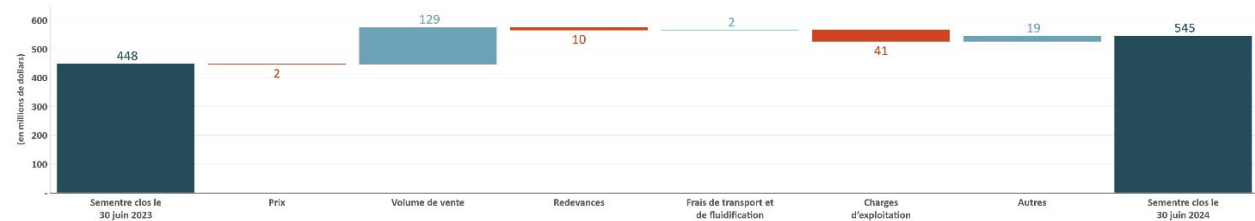
Résultats financiers

	Semestres clos les 30 juin					
	2024			2023		
(en millions de dollars)	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière
Chiffre d'affaires brut						
Ventes externes	193	635	828	154	547	701
Ventes intersectorielles	—	—	—	—	—	—
	193	635	828	154	547	701
Redevances	(1)	(48)	(49)	(9)	(30)	(39)
Produits des activités ordinaires	192	587	779	145	517	662
Charges						
Transport et fluidification	7	—	7	9	—	9
Charges d'exploitation	167	60	227	143	62	205
Marge d'exploitation¹⁾	18	527	545	(7)	455	448
Amortissement et épuisement			287			219
Coûts de prospection			8			4
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			(23)			(18)
Résultat sectoriel			273			243

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 2024



Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Volumes de vente				
Région de l'Atlantique (kb/j)	14,8	—	9,4	7,8
Région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)				
Chine	43,5	31,2	43,6	37,2
Indonésie ¹⁾	14,3	15,0	14,2	14,3
Total – Région de l'Asie-Pacifique	57,8	46,2	57,8	51,5
Total – volumes de vente (kbep/j)	72,6	46,2	67,2	59,3
Prix réalisé total^{1), 2)} (\$/bep)	83,38	73,12	79,75	79,51
Région de l'Atlantique – Pétrole brut léger (\$/b)	112,74	—	113,02	108,73
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾ (\$/bep)	75,87	71,86	74,36	75,07
LGN (\$/b)	102,45	84,95	99,52	91,43
Gaz naturel classique (\$/kpi ³⁾)	11,53	11,47	11,40	11,85

1) Les volumes de vente présentés, les valeurs unitaires connexes et les taux de redevance reflètent la participation de 40 % de Cenovus dans HCML. La coentreprise HCML est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans les états financiers consolidés intermédiaires.

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

Résultats d'exploitation – suite

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Production, par produit				
Région de l'Atlantique – Pétrole brut léger (kb/j)	8,4	5,3	7,8	7,1
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾				
LGN (kb/j)	11,6	8,7	11,1	10,0
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	277,3	225,1	280,4	248,5
Total – Région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)	57,8	46,2	57,8	51,5
Total – production (kbep/j)	66,2	51,5	65,6	58,6
Taux de redevance réel²⁾ (%)				
Région de l'Atlantique	(0,6)	—	0,5	5,3
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾	9,5	10,1	8,6	10,1
Charges d'exploitation³⁾ (\$/bep)	22,34	19,48	20,03	18,88
Région de l'Atlantique	79,03	—	95,82	85,02
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾	7,84	10,96	7,74	8,82
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires³⁾ (\$/bep)	22,90	25,31	22,70	25,81

1) Les volumes de vente présentés, les valeurs unitaires connexes et les taux de redevance reflètent la participation de 40 % de Cenovus dans HCML. La coentreprise HCML est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans les états financiers consolidés intermédiaires.

2) Les taux de redevance réels correspondent à la charge liée aux redevances divisée par les produits des activités ordinaires par produit, déduction faite des frais de transport, compte non tenu du profit ou de la perte réalisé lié à la gestion des risques.

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

Produits des activités ordinaires

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, les ventes brutes ont augmenté pour s'établir à 471 M\$ et à 828 M\$, respectivement (228 M\$ et 701 M\$, respectivement, en 2023). Cette croissance est attribuable à l'augmentation des volumes de vente et à la hausse des prix de vente réalisés découlant de la hausse du prix de référence du Brent.

Prix

Notre prix de vente réalisé pour le pétrole brut léger dans la région de l'Atlantique a augmenté au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, principalement en raison de la hausse du prix de référence du Brent. Le prix que nous recevons pour le gaz naturel vendu en Asie-Pacifique est fixé par des contrats à long terme.

Volumes de production

La production dans la région de l'Atlantique a augmenté de 3,1 milliers de bep par jour et de 0,7 millier de bep par jour, respectivement, au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, essentiellement en raison du redémarrage de la production du NPSD à Terra Nova en novembre 2023, ce facteur étant annulé en partie par la suspension de la production au champ White Rose en décembre 2023 en vue de travaux d'entretien des coques dans le cadre du projet de prolongement de la durée d'utilité du NPSD SeaRose. La production de pétrole brut léger provenant des gisements White Rose et Terra Nova est déchargée respectivement du NPSD SeaRose et du NPSD Terra Nova vers des navires pétroliers et stockée dans un terminal terrestre avant d'être expédiée aux acheteurs, ce qui occasionne des délais entre la production et la vente.

La production dans la région de l'Asie-Pacifique a augmenté de 11,6 milliers de bep par jour et de 6,3 milliers de bep par jour, respectivement, au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Ces augmentations découlent d'une production accrue de LGN en Chine à la suite d'une interruption de service temporaire non planifiée au deuxième trimestre de 2023, en raison du débranchement du câble ombilical par le navire d'un tiers, ainsi que du début de la production de gaz au champ MAC en Indonésie en septembre 2023. Ces augmentations ont été contrebalancées en partie par la baisse de la production en Indonésie en raison de la diminution de la demande de gaz et du moment du prélèvement des condensats au premier semestre de 2024.

Redevances

Au deuxième trimestre de 2024, les redevances dans la région de l'Atlantique tiennent compte d'un crédit reçu au titre du dépôt annuel de redevances liées au projet White Rose en 2023.

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 2024 a diminué pour s'établir à 9,5 % et à 8,6 %, respectivement (10,1 % et 10,1 %, respectivement, en 2023). La diminution d'un trimestre à l'autre est principalement attribuable à la baisse des volumes de vente en Indonésie. La diminution d'un exercice à l'autre est essentiellement attribuable à une prime de production versée au gouvernement de l'Indonésie en raison de l'atteinte d'un jalon de production au premier trimestre de 2023, ce facteur étant annulé en partie par une taxe de consommation entrée en vigueur en Chine en juin 2023, ce qui a eu pour effet d'accroître le taux de redevance sur les LGN.

Charges

Transport

Les frais de transport comprennent le coût du transport du pétrole brut du NPSD Terra Nova et du NPSD SeaRose jusqu'aux installations terrestres au moyen de navires pétroliers ainsi que les frais de stockage. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, les frais de transport se sont établis respectivement à 7 M\$ et à 7 M\$ (4 M\$ et 9 M\$, respectivement, en 2023). Pour le premier semestre de 2024, les frais de transport ont été moins élevés par rapport à ceux de la période correspondante de 2023, en raison d'un recouvrement nominal au premier trimestre de 2024.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation dans la région de l'Atlantique pour le premier semestre de 2024 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, les coûts liés aux navires et aux services aériens et les coûts de la main-d'œuvre. Au deuxième trimestre de 2024, les charges d'exploitation ont augmenté de 84 M\$, comparativement à la période correspondante de 2023, surtout en raison de l'augmentation des volumes de vente et des coûts liés au projet de prolongement de la durée d'utilité du NPSD SeaRose. Au premier semestre de 2024, les charges d'exploitation ont augmenté de 24 M\$, comparativement à la période correspondante de 2023, surtout en raison des facteurs mentionnés plus haut. Cette hausse a été annulée en partie par les coûts liés au redémarrage du projet West White Rose au premier semestre de 2023. Les charges d'exploitation unitaires ont augmenté au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, surtout en raison de la hausse des charges d'exploitation mentionnée plus haut, compensée en partie par l'augmentation des volumes de vente.

Les principales composantes de nos charges d'exploitation en Chine pour le premier semestre de 2024 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, les primes d'assurance et les coûts de la main-d'œuvre. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, les charges d'exploitation ont diminué de 5 M\$ et de 2 M\$, respectivement, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, essentiellement en raison de coûts supplémentaires engagés au deuxième trimestre de 2023 relativement à la réparation du câble ombilical. Les charges d'exploitation unitaires associées à nos actifs en Chine ont diminué au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, surtout en raison de la baisse des charges d'exploitation mentionnée plus haut et de l'augmentation des volumes de vente. Les charges d'exploitation unitaires associées à nos actifs en Indonésie ont augmenté au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Le champ MAC fonctionnait à pleine capacité au troisième trimestre de 2023, ce qui a occasionné une hausse des coûts des réparations et de la maintenance ainsi que des coûts de la main-d'œuvre.

Prix nets opérationnels¹⁾

(\$/bep, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 juin 2024			
	Région de l'Atlantique (\$/b)	Chine	Indonésie	Total – production extracôtière ²⁾
Prix de vente	112,74	80,95	60,43	83,38
Redevances	(0,72)	6,20	10,17	5,57
Transport et fluidification	5,60	—	—	1,14
Charges d'exploitation	79,03	7,24	9,68	22,34
Prix net opérationnel	28,83	67,51	40,58	54,33

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

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

2) Les volumes de vente présentés, les valeurs unitaires connexes et les taux de redevance reflètent la participation de 40 % de Cenovus dans HCML. La coentreprise HCML est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans les états financiers consolidés intermédiaires.

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

Prix nets opérationnels – suite¹⁾

(\$/bep, sauf indication contraire)	Semestres clos les 30 juin 2024			
	Région de l'Atlantique (\$/b)	Chine	Indonésie	Total – production extracôtière ²⁾
Prix de vente	113,02	80,08	56,77	79,75
Redevances	0,50	6,10	7,17	5,54
Transport et fluidification	3,97	—	—	0,55
Charges d'exploitation	95,82	6,76	10,76	20,03
Prix net opérationnel	12,73	67,22	38,84	53,63

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

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

2) Les volumes de vente présentés, les valeurs unitaires connexes et les taux de redevance reflètent la participation de 40 % de Cenovus dans HCML. La coentreprise HCML est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans les états financiers consolidés intermédiaires.

SECTEURS EN AVAL

Raffinage au Canada

Au deuxième trimestre de 2024, nous avons :

- assuré le déroulement sécuritaire de notre exploitation et effectué en toute sécurité la plus importante activité de révision jamais réalisée à l'usine de valorisation;
- enregistré une production unitaire de pétrole brut de 53,8 milliers de barils par jour et atteint un taux d'utilisation unitaire du pétrole brut de 50 % (95,3 milliers de barils par jour et 88 % en 2023);
- engagé des charges d'exploitation de 415 M\$, dont une tranche de 211 M\$ se rapporte aux coûts liés aux révisions;
- dégagé une marge d'exploitation négative de 255 M\$, comparativement à une marge d'exploitation positive de 116 M\$ au deuxième trimestre de 2023;
- engagé des dépenses d'investissement de 70 M\$.

Résultats financiers

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Chiffre d'affaires brut				
Ventes externes	1 037	1 151	2 200	2 453
Ventes intersectorielles	98	212	267	418
Produits des activités ordinaires	1 135	1 363	2 467	2 871
Marchandises achetées	975	1 083	2 062	2 176
Marge brute¹⁾	160	280	405	695
Charges				
Charges d'exploitation	415	164	592	316
Marge d'exploitation	(255)	116	(187)	379
Amortissement et épuisement	54	43	98	86
Résultat sectoriel	(309)	73	(285)	293

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

Résultats d'exploitation

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Capacité opérationnelle¹⁾ (kb/j)	108,0	108,0	108,0	108,0
Total des intrants traités²⁾ (kb/j)	58,9	102,7	83,8	104,2
Production unitaire de pétrole brut (kb/j)	53,8	95,3	79,0	97,0
Taux d'utilisation unitaire de pétrole brut³⁾ (%)	50	88	73	90
Production totale (kb/j)	64,0	108,3	90,1	110,6
Pétrole brut synthétique	20,7	44,8	33,9	45,2
Asphalte	14,0	15,3	14,8	15,5
Diesel	5,2	12,4	9,0	12,4
Autres	19,7	31,9	27,5	33,0
Éthanol	4,4	3,9	4,9	4,5
Marge de raffinage⁴⁾ (\$/b)	25,21	26,54	23,57	33,56

1) La capacité opérationnelle correspond à la capacité fondée sur le nombre de barils par jour civil. Il s'agit de la quantité d'intrants qu'une installation de distillation peut traiter dans des conditions d'exploitation normales. Auparavant, nous présentions la capacité nominale de traitement du pétrole brut.

2) Le total des intrants traités comprend le pétrole brut et la charge d'alimentation. La fluidification n'est pas prise en compte.

3) Le taux d'utilisation unitaire de pétrole brut correspond à la production unitaire de pétrole brut divisée par la capacité opérationnelle. Les résultats des périodes antérieures ont fait l'objet d'une nouvelle présentation pour rendre compte de ce calcul.

4) Renferme une mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion. Les produits des activités ordinaires tirés de l'usine de valorisation, des activités liées à carburants commerciaux et de la raffinerie de Lloydminster pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 se sont établis respectivement à 1,1 G\$ et 2,3 G\$ (1,3 G\$ et 2,7 G\$, respectivement, en 2023).

Au deuxième trimestre de 2024, nous avons effectué de façon sécuritaire la plus importante activité de révision jamais réalisée à l'usine de valorisation, qui s'est déroulée du 8 mai au 4 juillet 2024, le pétrole brut ayant été réintroduit durant la première semaine de juillet. Cette activité de révision a eu pour conséquence de réduire considérablement la production unitaire de pétrole brut et d'augmenter les charges d'exploitation du trimestre.

Pour le semestre clos le 30 juin 2024, la production unitaire de pétrole brut a diminué, principalement en raison de l'activité de révision mentionnée plus haut, qui a été compensée par la fiabilité élevée au premier trimestre de 2024.

Produits des activités ordinaires et marge brute

Les activités de l'usine de valorisation assurent la transformation du pétrole brut lourd fluidifié et du bitume en pétrole brut synthétique et en diesel à faible teneur en soufre à valeur élevée. Les produits des activités ordinaires dépendent du prix de vente du pétrole brut synthétique et du diesel. La marge brute de la valorisation dépend principalement de l'écart entre le prix de vente du pétrole brut synthétique et du diesel et le coût de la charge d'alimentation en pétrole brut lourd.

Les activités de la raffinerie de Lloydminster permettent de transformer le pétrole brut lourd fluidifié en asphalte et en produits industriels. La marge brute dépend en grande partie des prix pour l'asphalte et d'autres produits industriels et du coût de la charge d'alimentation en pétrole brut lourd. Les ventes de la raffinerie de Lloydminster varient selon la saison et augmentent durant la période d'asphaltage, qui s'étend habituellement de mai à octobre chaque année.

L'usine de valorisation et la raffinerie de Lloydminster s'approvisionnent en charge d'alimentation en pétrole brut auprès de notre secteur Sables bitumineux. Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, respectivement, environ 7 % et 10 % du total des volumes de pétrole brut de notre secteur Sables bitumineux ont été vendus à notre secteur Raffinage au Canada (13 % pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023).

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, les produits des activités ordinaires ont diminué de 228 M\$ et de 404 M\$, respectivement, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, essentiellement en raison de la réduction de la production de produits raffinés. Durant le trimestre clos le 30 juin 2024, la baisse de la production de produits raffinés a été compensée par la hausse des prix de référence du pétrole brut synthétique par rapport à ceux de la période correspondante de 2023. Durant le semestre clos le 30 juin 2024, les prix de référence du pétrole brut synthétique ont été relativement stables par rapport à ceux de la période correspondante de 2023.

La marge brute s'est établie à 160 M\$ et à 405 M\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024. Cette diminution par rapport aux périodes correspondantes de 2023 s'explique essentiellement par la baisse de production de produits raffinés, compensée en partie par la hausse du coût de la charge d'alimentation attribuable à la hausse du prix de référence du WTI et à la réduction de l'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty. Au cours du trimestre et du semestre, l'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty a diminué de 10 % et de 17 %, respectivement, comparativement aux périodes correspondantes de 2023.

Charges d'exploitation

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Charges d'exploitation¹⁾	377	131	524	256
Charges d'exploitation – coûts des activités de révision	211	—	226	—
Charges d'exploitation unitaires^{1) 2)} (\$/b)	70,44	14,05	34,36	13,59
Charges d'exploitation unitaires – coûts des activités de révision ²⁾	39,52	—	14,83	—

1) Correspond aux charges d'exploitation associées à l'usine de valorisation de Lloydminster, à la raffinerie de Lloydminster et aux activités liées aux carburants commerciaux.

2) Mesure financière déterminée. La définition des charges d'exploitation unitaires a été modifiée et correspond maintenant aux charges d'exploitation divisées par le total des intrants traités. Les résultats des périodes antérieures ont fait l'objet d'une nouvelle présentation. La définition des charges d'exploitation unitaires – coûts des activités de révision correspond aux charges d'exploitation associées aux activités de révision divisées par le total des intrants traités. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

Les principales composantes des charges d'exploitation ont été les coûts des activités de révision, les coûts des réparations et de la maintenance ainsi que les coûts de la main-d'œuvre.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, les charges d'exploitation sont attribuables en grande partie aux coûts des activités de révision, soit 211 M\$ et 226 M\$, respectivement (néant pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023). Les charges d'exploitation au deuxième trimestre se sont également accrues en raison d'autres projets achevés durant la période de l'activité de révision.

Les charges d'exploitation unitaires correspondent aux charges d'exploitation divisées par le total des intrants traités. Le total des intrants traités rend compte de l'ensemble des intrants dont nos raffineries ont besoin pour produire les produits raffinés, et il constitue le dénominateur utilisé pour nos mesures unitaires. Les charges d'exploitation unitaires ont augmenté au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison de l'activité de révision réalisée à l'usine de valorisation qui ont fait croître les coûts et fait baisser total des intrants traités.

Raffinage aux États-Unis

Au deuxième trimestre de 2024, nous avons :

- enregistré une production unitaire de pétrole brut de 568,9 milliers de barils par jour (442,5 milliers de barils par jour en 2023) et atteint un taux d'utilisation unitaire du pétrole brut de 93 % (72 % en 2023);
- dégagé une marge d'exploitation de 102 M\$, soit une augmentation de 75 M\$ comparativement au deuxième trimestre de 2023;
- engagé des dépenses d'investissement de 100 M\$, principalement pour les activités de maintien aux raffineries de Toledo, de Lima et de Superior ainsi que pour les programmes de fiabilité des activités de raffinage aux raffineries de Wood River et de Borger.

Résultats financiers

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Chiffre d'affaires brut¹⁾				
Ventes externes	7 916	6 059	15 150	11 688
Ventes intersectorielles	2	5	3	5
Produits des activités ordinaires	7 918	6 064	15 153	11 693
Marchandises achetées ¹⁾	7 124	5 364	13 256	10 262
Marge brute²⁾	794	700	1 897	1 431
Charges				
Charges d'exploitation	684	679	1 294	1 281
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	8	(6)	9	(5)
Marge d'exploitation	102	27	594	155
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	(10)	(5)	(2)	(11)
Amortissement et épuisement	112	102	223	205
Résultat sectoriel	—	(70)	373	(39)

1) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

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

Résultats d'exploitation

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Capacité opérationnelle¹⁾ (kb/j)	612,3	612,3	612,3	612,3
Total des intrants traités²⁾ (kb/j)	594,0	464,2	584,5	419,9
Production unitaire de pétrole brut (kb/j)	568,9	442,5	560,0	401,1
Pétrole brut lourd	219,4	155,1	222,1	161,5
Pétrole brut moyen ou léger	349,5	287,4	337,9	239,6
Taux d'utilisation unitaire de pétrole brut^{3) 4)} (%)	93	72	91	68
Production totale (kb/j)	595,5	463,6	590,7	419,4
Essence	278,3	199,4	280,1	193,2
Distillats ⁵⁾	216,3	160,9	208,2	149,6
Asphalte	26,2	22,1	26,2	16,5
Autres	74,7	81,2	76,2	60,1
Marge de raffinage⁶⁾ (\$/b)	14,69	16,57	17,83	18,83
Marge de craquage moyenne pondérée, déduction faite des NIR⁷⁾ (\$ US/b)	15,25	21,47	14,52	21,31
Marge de craquage moyenne pondérée, déduction faite des NIR⁷⁾ (\$ CA/b)	20,86	28,82	19,72	28,72
Capture du marché^{4) 6) 8)} (%)	70	57	90	66

- 1) La capacité opérationnelle correspond à la capacité fondée sur le nombre de barils par jour civil. Il s'agit de la quantité d'intrants qu'une installation de distillation peut traiter dans des conditions d'exploitation normales. Auparavant, nous présentions la capacité nominale de traitement du pétrole brut.
- 2) Le total des intrants traités comprend le pétrole brut et la charge d'alimentation. La fluidification n'est pas prise en compte.
- 3) Le taux d'utilisation unitaire de pétrole brut correspond à la production unitaire de pétrole brut divisée par la capacité opérationnelle. Les résultats des périodes antérieures ont fait l'objet d'une nouvelle présentation pour rendre compte de ce calcul.
- 4) La capacité opérationnelle de la raffinerie de Superior est prise en compte dans les mesures en vigueur au 1^{er} avril 2023. Les mesures pour la raffinerie de Toledo tiennent compte d'une capacité opérationnelle moyenne pondérée, la raffinerie de Toledo n'ayant été entièrement acquise que le 28 février 2023.
- 5) Comprend le diesel et le carburéacteur.
- 6) 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.
- 7) La marge de craquage moyenne pondérée, déduction faite des NIR, correspond à la capacité opérationnelle moyenne pondérée de Cenovus relativement aux marges de craquage 3-2-1 de référence sur le marché à Chicago et du groupe 3, déduction faite des NIR. Les taux de change moyens par période sont utilisés aux fins de la conversion en dollars canadiens.
- 8) La capture du marché se définit comme la marge de raffinage divisée par la marge de craquage moyenne pondérée, déduction faite des NIR, exprimée en pourcentage.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2024, la production unitaire de pétrole brut du secteur Raffinage aux États-Unis a augmenté de 126,4 milliers de barils par jour, comparativement à celle de la période correspondante de 2023, tandis que la production totale de produits raffinés a augmenté de 131,9 milliers de barils par jour, par rapport à la période correspondante de 2023. Ces augmentations sont essentiellement attribuables au retour à la pleine production de la raffinerie de Toledo en juin 2023 et à l'augmentation continue de la production de la raffinerie de Superior au deuxième trimestre de 2023. Les autres facteurs ayant eu une incidence sur la production unitaire de pétrole brut totale et la production de produits raffinés totale comprennent :

- la fiabilité accrue de la production unitaire de pétrole brut de nos raffineries exploitées et non exploitées;
- de nombreuses interruptions de service planifiées et non planifiées à nos raffineries exploitées et non exploitées ayant annulé en partie l'augmentation de la production unitaire de pétrole brut susmentionnée.

Pour le premier semestre de 2024, la production de pétrole brut unitaire de pétrole brut du secteur Raffinage aux États-Unis a augmenté de 158,9 milliers de barils par jour, comparativement à celle de la période correspondante de 2023, tandis que la production de produits raffinés a augmenté de 171,3 milliers de barils par jour, par rapport à la période correspondante de 2023. Ces hausses s'expliquent essentiellement par l'incidence positive de l'exploitation pendant une période complète de la raffinerie de Toledo ainsi que par les autres facteurs susmentionnés. En outre, au début de l'exercice, nous avons augmenté la production de pétrole brut unitaire de pétrole brut et la production de produits raffinés afin de tirer parti des conditions du marché favorables.

Produits des activités ordinaires, marge brute et capture du marché

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. Certains de ces facteurs comprennent le type de charge d'alimentation en pétrole brut traitée, la configuration des raffineries et la proportion d'essence, de distillats et de produits secondaires qui composent leur production, le délai entre l'achat du pétrole brut alimentant les raffineries et le moment où celles-ci traitent ce pétrole brut, ainsi que les coûts de la charge d'alimentation. Le traitement de pétrole brut moins coûteux par rapport au traitement du WTI crée un avantage relativement au coût de la charge d'alimentation. Ce dernier est établi selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, les produits des activités ordinaires ont augmenté de 1,9 G\$ et de 3,5 G\$, respectivement, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, surtout en raison de l'augmentation de la production de produits raffinés, annulée par la baisse des prix des produits raffinés. Les prix de référence moyens pour l'essence et le diesel ont diminué au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2024, par rapport aux périodes correspondantes de 2023.

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, les marges de craquage 3-2-1 à Chicago ont chacune diminué de 34 % et de 37 %, respectivement, pour s'établir respectivement à 18,76 \$ US le baril et 18,10 \$ US le baril, comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, les marges de craquage du groupe 3 ont diminué de 43 % et de 44 %, respectivement, pour s'établir respectivement à 18,13 \$ US le baril et 17,82 \$ US le baril, comparativement aux périodes correspondantes de 2023.

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, la marge brute a augmenté de 94 M\$ et de 466 M\$, respectivement, par rapport aux périodes correspondantes de 2023, en raison essentiellement de l'augmentation de la production unitaire de pétrole brut ainsi que de l'effet favorable du traitement de charges d'alimentation achetées à des prix moins élevés au cours de périodes antérieures et de la baisse des prix des NIR. Cette hausse a été contrebalancée en partie par la diminution des marges de craquage sur le marché et par la hausse du coût des charges d'alimentation en pétrole brut en raison de la hausse du prix de référence du WCS et de la réduction de l'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty. Au cours du trimestre et du semestre, l'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty a diminué de 10 % et de 17 %, respectivement, comparativement aux périodes correspondantes de 2023.

La capture du marché correspond à la marge de raffinage générée en pourcentage de la marge de craquage sur le marché moyenne, déduction faite des NIR, pondérée selon la capacité opérationnelle et calculée selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti. Les marges de craquage 3-2-1 à Chicago et du groupe 3 sont toutes deux pertinentes pour nos actifs de raffinage. Ainsi, la capture du marché a été déterminée en fonction de la capacité opérationnelle moyenne pondérée de ces marges de craquage de référence sur le marché. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, la capture du marché s'est établie à 70 % et à 90 %, respectivement (57 % et 66 %, respectivement, en 2023).

Charges d'exploitation

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Charges d'exploitation	684	679	1 294	1 281
Charges d'exploitation – coûts des activités de révision	58	26	92	43
Charges d'exploitation unitaires¹⁾ (\$/b)	12,66	16,09	12,17	16,86
Charges d'exploitation unitaires – coûts des activités de révision ¹⁾	1,08	0,63	0,87	0,56

1) Mesure financière déterminée. La définition des charges d'exploitation unitaires a été modifiée et correspond maintenant aux charges d'exploitation divisées par le total des intrants traités. Les résultats des périodes antérieures ont fait l'objet d'une nouvelle présentation. La définition des charges d'exploitation unitaires – coûts des activités de révision correspond aux charges d'exploitation associées aux activités de révision divisées par le total des intrants traités. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

Les principales composantes des charges d'exploitation ont été les coûts des réparations et de la maintenance, les coûts de la main-d'œuvre et les coûts liés aux activités de révision.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2024, les charges d'exploitation sont demeurées relativement stables par rapport à celles de la période correspondante de 2023, en raison de l'augmentation des charges d'exploitation habituelles découlant de l'exploitation de la raffinerie de Toledo et de la hausse des coûts liés aux activités de révision. Ces augmentations ont été compensées par la hausse des coûts des réparations et de la maintenance ainsi que des coûts liés aux projets, lorsque la raffinerie de Toledo a augmenté sa production au deuxième trimestre de 2023.

Les coûts liés aux activités de révision ont augmenté durant le trimestre en raison de la préparation à une activité de révision à la raffinerie de Lima conjuguée à une activité de révision à notre raffinerie non exploitée de Borger, qui a été d'une moins grande ampleur que l'activité de révision réalisée à notre raffinerie non exploitée de Wood River en 2023.

Les charges d'exploitation ont été relativement stables pour le semestre clos le 30 juin 2024, comparativement à celles de la période correspondante de 2023, en raison de la hausse des coûts liés aux activités de révision susmentionnée et de l'augmentation des coûts de la main-d'œuvre attribuable à l'acquisition de Toledo, compensées par une diminution des coûts des réparations et de la maintenance ainsi que des coûts liés aux projets.

Les charges d'exploitation unitaires correspondent aux charges d'exploitation divisées par le total des intrants traités. Les charges d'exploitation unitaires ont diminué au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison de la hausse du total des intrants traités attribuable en partie à l'augmentation de la production de la raffinerie de Superior au deuxième trimestre de 2023 et au retour à la pleine production de la raffinerie de Toledo en juin 2023.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	(4)	3	3
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	—	21	30	51
Frais généraux et frais d'administration	175	167	421	325
Charges financières, montant net ¹⁾	141	159	276	320
Coûts d'intégration, coûts de transaction et autres coûts	39	17	72	37
(Profit) perte de change, montant net	55	(119)	154	(126)
(Profit) perte à la sortie d'actifs ¹⁾	1	(10)	(104)	22
Réévaluation des paiements conditionnels	2	(1)	30	16
Autres (produits) charges, montant net	(40)	(14)	(130)	(20)

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

Frais généraux et frais d'administration

Au premier semestre de 2024, 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. Les frais généraux et frais d'administration ont augmenté au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison surtout des coûts liés à la rémunération à base d'actions hors trésorerie de 34 M\$ et de 135 M\$, respectivement (29 M\$ et 45 M\$, respectivement, en 2023).

Charges financières, montant net

Les charges financières ont été moins élevées au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison de la diminution de la charge d'intérêts découlant de la baisse de la dette à long terme de la société. Se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur la dette à long terme.

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, le taux d'intérêt moyen pondéré annualisé sur l'encours de la dette s'est établi à 4,49 % et à 4,48 %, respectivement (4,70 % et 4,72 %, respectivement, en 2023).

Coûts d'intégration, coûts de transaction et autres coûts

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024, nous avons engagé des coûts de 39 M\$ et de 72 M\$, respectivement, essentiellement pour moderniser et remplacer certains systèmes informatiques, optimiser les processus d'affaires et normaliser les données à l'échelle de la société.

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.

(Profit) perte de change, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
(Profit) perte de change latent	85	(172)	209	(158)
(Profit) perte de change réalisé	(30)	53	(55)	32
	55	(119)	154	(126)

Les pertes de change latentes sont surtout attribuables à la conversion de la dette libellée en dollars américains en raison de la dépréciation du dollar canadien. Les profits de change réalisés sont principalement liés au fonds de roulement.

(Profit) perte à la sortie d'actifs

Pour le semestre clos le 30 juin 2024, nous avons comptabilisé des profits à la sortie d'actifs de 104 M\$ (pertes de 22 M\$ en 2023). Le 6 février 2024, nous avons conclu une transaction avec Athabasca Oil Corporation visant la création de Duvernay Energy Corporation, dans laquelle nous détenons une participation de 30 %, et nous avons comptabilisé un profit avant impôt de 65 M\$ lié à cette transaction. Le 6 mars 2024, nous avons conclu la vente de certains actifs de Clearwater dans notre secteur Hydrocarbures classiques pour un produit net de 19 M\$ et avons comptabilisé un profit avant impôt de 36 M\$.

Réévaluation des paiements conditionnels

Dans le cadre de l'acquisition de la participation résiduelle de 50 % dans Sunrise Oil Sands Partnership auprès de bp Canada Energy Group ULC (« bp Canada ») le 31 août 2022, Cenovus a convenu de verser des paiements variables trimestriels à bp Canada pendant un maximum de huit trimestres après le 31 août 2022, si le prix moyen du pétrole brut WCS dépasse 52,00 \$ le baril au cours d'un trimestre. La valeur cumulative maximale du paiement variable est de 600 M\$. Se reporter à la note 13 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Le paiement variable est comptabilisé à titre d'option financière, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées en résultat net. Au 30 juin 2024, la juste valeur des paiements variables restants était estimée à 40 M\$, ce qui a donné lieu à des pertes hors trésorerie au titre de la réévaluation de 2 M\$ et de 30 M\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 (profit de 1 M\$ et perte de 16 M\$, respectivement, en 2023).

Au cours du semestre clos le 30 juin 2024, nous avons versé un montant de 157 M\$ pour les trimestres clos le 30 novembre 2023 et le 29 février 2024 (134 M\$ en 2023). Le paiement de 104 M\$ relatif au trimestre clos le 31 mai 2024 a été versé le 30 juillet 2024. Les paiements sont comptabilisés à titre de flux de trésorerie liés aux activités d'investissement. Au 30 juin 2024, le prix à terme moyen estimatif du WCS pour la durée restante du paiement variable était d'environ 91,87 \$ le baril. Le paiement maximal sur la durée résiduelle du contrat correspond à 40 M\$.

Autres (produits) charges, montant net

Pour le semestre clos le 30 juin 2024, les autres produits se rapportent essentiellement à la réception d'un produit d'assurance lié à l'interruption de service à la raffinerie de Toledo.

Impôt exigible

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Impôt exigible				
Canada	300	199	646	457
États-Unis	(9)	(17)	2	—
Région de l'Asie-Pacifique	56	38	100	84
Autres pays	8	6	17	12
Total de la charge (du produit) d'impôt exigible	355	226	765	553
Charge (produit) d'impôt différé	(46)	(44)	(78)	(414)
	309	182	687	139

Pour le semestre clos le 30 juin 2024, nous avons comptabilisé une charge d'impôt exigible relative à nos activités dans tous les territoires où nous sommes présents. L'augmentation de la charge d'impôt exigible s'explique par la hausse du bénéfice par rapport à la période correspondante de 2023. Le taux d'imposition effectif pour le premier semestre de 2024 s'est établi à 24,0 % (8,5 % en 2023). Le taux d'imposition effectif moins élevé au premier semestre de 2023 rend compte de l'incidence de l'augmentation de la base fiscale liée à l'acquisition de Toledo.

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels Cenovus et ses filiales exercent leurs activités peuvent changer. Nous estimons que notre charge d'impôt est juste. Il y a habituellement un certain nombre de questions fiscales en examen, et, surtout dans le contexte économique actuel, le montant de l'impôt sur le résultat fait l'objet d'une incertitude relative aux estimations. Le moment où sont constatés le résultat et les déductions d'impôt servant à l'établissement de la charge d'impôt exigible dépend de la législation fiscale pertinente.

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

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

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

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation	2 807	1 990	4 732	1 704
Activités d'investissement	(1 170)	(1 159)	(2 305)	(2 914)
Flux de trésorerie compte non tenu des activités de financement, montant net	1 637	831	2 427	(1 210)
Activités de financement	(912)	(639)	(1 589)	(1 074)
Incidence des fluctuations du cours de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	29	(74)	89	(73)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	754	118	927	(2 357)

(en millions de dollars)	30 juin 2024	31 décembre 2023
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 154	2 227
Dettes totales	7 412	7 287

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour le trimestre clos le 30 juin 2024, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 2,8 G\$, comparativement à 2,0 G\$ pour le trimestre correspondant de 2023. Cette augmentation s'explique essentiellement par la hausse de la marge d'exploitation ainsi que par la variation du fonds de roulement hors trésorerie. Les variations du fonds de roulement hors trésorerie ont eu pour effet d'augmenter les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation de 494 M\$ au cours du trimestre en raison surtout de comptes créditeurs plus élevés, ce facteur étant annulé en partie par la hausse des stocks.

Pour le semestre clos le 30 juin 2024, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 4,7 G\$, comparativement à 1,7 G\$ pour la période correspondante de 2023. Cette augmentation s'explique essentiellement par la variation du fonds de roulement hors trésorerie ainsi que par la hausse de la marge d'exploitation. Au premier semestre de 2023, la variation du fonds de roulement hors trésorerie avait eu pour effet de diminuer les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation de 1,5 G\$, en raison surtout d'un paiement d'un passif d'impôt de 1,2 G\$ durant cette période.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont augmenté au deuxième trimestre de 2024, comparativement à celles de la période correspondante de 2023, en raison surtout d'une augmentation prévue des dépenses d'investissement.

Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont diminué au premier semestre de 2024, comparativement à celles de la période correspondante de 2023, en raison surtout de l'acquisition de Toledo au premier trimestre de 2023.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, les sorties de trésorerie liées aux activités de financement ont augmenté par rapport à celles des périodes correspondantes de 2023. Ces augmentations s'expliquent en grande partie par les rendements en numéraire pour les porteurs d'actions ordinaires de 1,0 G\$ et de 1,5 G\$, respectivement, comparativement à 575 M\$ et à 815 M\$, respectivement, aux périodes correspondantes de 2023.

Fonds de roulement

Compte non tenu de la partie courante des paiements conditionnels, notre fonds de roulement ajusté s'élevait à 4,7 G\$ au 30 juin 2024 (3,7 G\$ au 31 décembre 2023). Cette augmentation du fonds de roulement découle d'une augmentation de la trésorerie, des comptes débiteurs et des stocks, ces facteurs étant annulés en partie par une hausse des comptes créditeurs. Ces augmentations sont principalement attribuables à la hausse des prix du pétrole brut.

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 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 sa structure de répartition des capitaux.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 807	1 990	4 732	1 704
(Ajouter) déduire :				
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(48)	(41)	(96)	(89)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	494	132	225	(1 501)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	2 361	1 899	4 603	3 294
Dépenses d'investissement	1 155	1 002	2 191	2 103
Fonds provenant de l'exploitation disponibles	1 206	897	2 412	1 191
Ajouter (déduire) :				
Dividendes de base versés sur les actions ordinaires	(334)	(265)		
Dividendes versés sur les actions privilégiées	(9)	(9)		
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(48)	(41)		
Remboursement du capital des contrats de location	(75)	(76)		
Acquisitions, moins la trésorerie acquise	(5)	(4)		
Produit de la sortie d'actifs	—	3		
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles	735	505		

Cible de rendement pour les actionnaires

Le maintien d'un bilan sain et de la résilience nécessaire pour faire face à la volatilité des prix et tirer parti des occasions tout au long du cycle du prix des marchandises est un élément fondamental de la structure de répartition des capitaux de Cenovus. Nous avons fixé un objectif ultime quant à notre dette nette qui est de 4,0 G\$. Cet objectif de dette nette de 4,0 G\$ représente une cible de ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés d'environ 1,0 x en creux de cycle du prix des marchandises, ce qui, selon nos estimations, correspond à 45,00 \$US par baril.

Notre cadre de rendement financier pour les actionnaires consiste à 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 supérieure à 9,0 G\$ en fin de trimestre, nous prévoyons affecter la totalité de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles du trimestre suivant à l'allègement du bilan.
- Lorsque la dette nette est inférieure à 9,0 G\$, mais supérieure à 4,0 G\$ en fin de trimestre, nous ciblons 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.
- Afin d'améliorer la précision et la prévisibilité des rendements pour les actionnaires, après avoir atteint notre cible de dette nette à la fin d'un trimestre, notre objectif est d'affecter la totalité de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles de chacun des trimestres suivants au rendement pour les actionnaires, par l'intermédiaire de rachats d'actions et du versement de dividendes variables, après déduction de l'excédent de la dette nette sur 4,0 G\$, à la fin du trimestre précédent.

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

Au 31 mars 2024, notre dette à long terme se chiffrait à 7,2 G\$ et notre dette nette s'établissait à 4,8 G\$. Par conséquent, notre rendement cible pour les actionnaires pour le trimestre clos le 30 juin 2024 était de 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles du trimestre visé de 735 M\$. Notre rendement cible était de 368 M\$, ce qui a été dépassé en raison du rachat d'actions d'un montant de 440 M\$.

(en millions de dollars)	Trimestres clos le	
	30 juin 2024	31 mars 2024
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles	735	832
Rendement cible	368	416
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique	(440)	(165)
Montant disponible aux fins de la déclaration d'un dividende variable	—	251

Au 30 juin 2024, notre dette nette se chiffrait à 4,3 G\$, et en juillet, nous avons atteint notre cible de dette nette de 4,0 G\$. Ainsi, au troisième trimestre de 2024, notre objectif sera d'affecter la totalité de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles au rendement pour les actionnaires, au moyen du rachat d'actions et/ou du versement de dividendes variables, après déduction du montant de l'excédent de la dette nette sur 4,0 G\$ à la fin du trimestre précédent, soit un montant de 258 M\$ au 30 juin 2024. Tel qu'il est indiqué précédemment, nous pouvons accélérer, reporter ou réaffecter l'attribution de l'affectation des fonds provenant de l'exploitation disponibles de tout trimestre afin de gérer efficacement notre fonds de roulement et notre trésorerie.

Emprunts à court terme

Au 30 juin 2024, la quote-part de la société relativement à la facilité remboursable à vue non engagée de WRB s'établissait à 100 M\$ US (137 M\$ CA) (135 M\$ US (179 M\$ CA) au 31 décembre 2023). Il n'y avait aucun prélèvement direct sur nos facilités remboursables à vue non engagées au 30 juin 2024 et au 31 décembre 2023.

Dette à long terme, y compris la partie courante

Au 30 juin 2024, la dette à long terme, y compris la partie courante, s'élevait à 7,3 G\$ (7,1 G\$ au 31 décembre 2023). Cette dette comprend nos billets non garantis libellés en dollars américains totalisant 3,8 G\$ US, ou 5,2 G\$ CA (3,8 G\$ US, ou 5,0 G\$ CA, au 31 décembre 2023), et nos billets non garantis libellés en dollars canadiens totalisant 2,0 G\$ (2,0 G\$ au 31 décembre 2023).

Au 30 juin 2024, nous respectons toutes les conditions de nos conventions d'emprunt.

Sources de liquidités disponibles

Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 30 juin 2024 :

(en millions de dollars)	Échéance	Montant disponible
Trésorerie et équivalents de trésorerie	s. o.	3 154
Facilité de crédit engagée¹⁾		
Facilité de crédit renouvelable – tranche A	26 juin 2028	3 300
Facilité de crédit renouvelable – tranche B	26 juin 2027	2 200
Facilités remboursables à vue non engagées		
Cenovus Energy Inc. ²⁾	s. o.	1 116
WRB ³⁾	s. o.	171

1) Au 30 juin 2024, aucun montant n'avait été prélevé sur la facilité de crédit (néant au 31 décembre 2023).

2) Correspond aux montants pouvant être retirés au comptant. Nos facilités remboursables à vue non engagées comprennent un montant de 1,7 G\$, dont une tranche de 1,4 G\$ peut être prélevée à des fins générales, la totalité du montant pouvant servir à l'émission de lettres de crédit. Au 30 juin 2024, des lettres de crédit totalisant 319 M\$ (364 M\$ au 31 décembre 2023) avaient été émises, et aucun emprunt direct n'avait été effectué (néant au 31 décembre 2023) sur ces facilités de crédit.

3) Représente la quote-part de 225 M\$ US de Cenovus pouvant servir à combler ses besoins en fonds de roulement à court terme. Au 30 juin 2024, un prélèvement de 100 M\$ US (137 M\$ CA) avait été effectué sur cette facilité (135 M\$ US (179 M\$ CA) au 31 décembre 2023).

Le 26 juin 2024, Cenovus a renouvelé sa facilité de crédit engagée existante et a reporté de plus d'un an les dates d'échéance s'y rattachant. La facilité de crédit engagée se compose d'une tranche de 2,2 G\$ venant à échéance le 26 juin 2027 et d'une tranche de 3,3 G\$ venant à échéance le 26 juin 2028. Au 30 juin 2024, aucun montant n'avait été prélevé sur la facilité de crédit (néant au 31 décembre 2023).

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

Prospectus préalable de base

Nous avons déposé un prospectus préalable de base qui nous permet d'émettre à l'occasion, au Canada, aux États-Unis ou ailleurs, là où la loi l'autorise, des titres d'emprunt, des actions ordinaires, des actions privilégiées, des reçus de souscription, des bons de souscription, des contrats d'achat d'actions et des unités. Le prospectus préalable de base vient à échéance en décembre 2025. Les placements aux termes du prospectus préalable de base sont assujettis aux conditions du marché selon les modalités énoncées dans un ou plusieurs suppléments de prospectus.

Ratios financiers

Cenovus surveille sa structure du capital et ses besoins en financement en utilisant, entre autres, la dette totale, le ratio dette nette/BAIIA ajusté, le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et le ratio dette nette/capitaux permanents. Se reporter à la note 12 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

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

Aux	30 juin 2024	31 décembre 2023
Ratio dette nette/BAIIA ajusté (fois)	0,4	0,5
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés (fois)	0,4	0,6
Ratio dette nette/capitaux permanents (%)	12	15

Nos cibles de ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et de ratio dette nette/BAIIA ajusté sont d'environ 1,0 x en creux de cycle du prix des marchandises, selon un prix du WTI d'environ 45,00 \$ US le baril, à notre avis. Ce ratio peut parfois varier par rapport au ratio ciblé en raison de facteurs comme des prix des marchandises toujours élevés ou toujours faibles. Nous avons pour objectif de maintenir une discipline rigoureuse en matière de capital et de gérer notre structure financière de façon à disposer de liquidités suffisantes à tous les stades du cycle économique. Pour assurer notre résilience financière, nous pouvons, entre autres, modifier nos dépenses d'investissement et d'exploitation, effectuer des prélèvements sur nos facilités de crédit ou rembourser la dette existante, ajuster les dividendes versés aux actionnaires, racheter des actions ordinaires pour les annuler, émettre de nouveaux titres d'emprunt ou émettre de nouvelles actions.

Notre ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et notre ratio dette nette/BAIIA ajusté au 30 juin 2024 ont diminué depuis le 31 décembre 2023 en raison de la diminution de la dette nette et de l'augmentation de la marge d'exploitation. Pour de plus amples renseignements sur la marge d'exploitation et la dette nette, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion.

Au 30 juin 2024, notre ratio dette nette/capitaux permanents avait diminué par rapport à celui au 31 décembre 2023, principalement en raison de la diminution de la dette nette.

Capital social et régimes de rémunération à base d'actions

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

Au 30 juin 2024, environ 1 856,6 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (1 871,9 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2023) et 36 millions d'actions privilégiées étaient en circulation (36 millions d'actions privilégiées au 31 décembre 2023). Se reporter à la note 16 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Au 30 juin 2024, environ 5,0 millions de bons de souscription de Cenovus étaient en circulation (7,6 millions de bons de souscription de Cenovus au 31 décembre 2023). Chaque bon de souscription de Cenovus donne à son porteur le droit d'acquérir une action ordinaire sur une période de cinq ans (à compter de la date d'émission) au prix d'exercice de 6,54 \$ l'action ordinaire. Les bons de souscription de Cenovus viennent à échéance le 1^{er} janvier 2026. Se reporter à la note 16 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

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

Au 29 juillet 2024	Unités en cours (en milliers)	Unités exerçables (en milliers)
Actions ordinaires	1 856 102	s. o.
Bons de souscription de Cenovus	4 985	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	9 358	5 050
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	17 446	1 712

Dividendes sur les actions ordinaires

Au deuxième trimestre de 2024, nous avons versé des dividendes de base de 334 M\$, soit 0,180 \$ par action ordinaire (265 M\$, soit 0,140 \$ par action ordinaire, en 2023). Au cours du premier semestre de 2024, nous avons versé des dividendes de base de 596 M\$, soit 0,320 \$ par action ordinaire (465 M\$, soit 0,245 \$ par action ordinaire, en 2023).

Le 31 juillet 2024, le conseil d'administration a déclaré un dividende de base au troisième trimestre de 0,180 \$ par action ordinaire. Ce dividende est payable le 27 septembre 2024 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 13 septembre 2024.

Au deuxième trimestre de 2024, nous avons versé des dividendes variables de 251 M\$, soit 0,135 \$ par action ordinaire. Aucun dividende variable n'avait été déclaré ou versé pour le deuxième trimestre de 2023.

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

Dividendes sur les actions privilégiées rachetables par anticipation à dividende cumulatif

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, des dividendes totalisant 9 M\$ et 18 M\$, respectivement, ont été versés sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7 (9 M\$ et 27 M\$, respectivement, en 2023). Le 31 juillet 2024, 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 1^{er} octobre 2024 aux porteurs d'actions privilégiées inscrits le 13 septembre 2024.

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

Rachats d'actions

Nous avons mis en place un programme d'offre publique de rachat d'actions dans le but de racheter jusqu'à 133,2 millions d'actions ordinaires pour une période allant du 9 novembre 2023 au 8 novembre 2024.

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Actions ordinaires rachetées et annulées aux termes de l'offre publique (en millions d'actions ordinaires)	15,4	14,0	22,8	15,6
Prix moyen pondéré par action ordinaire (en dollars)	27,88	22,08	26,07	22,43
Rachat d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique (en millions de dollars)	(440)	(310)	(605)	(350)

Durant la période comprise entre le 1^{er} juillet 2024 et le 29 juillet 2024, la société a racheté un montant supplémentaire de 656 milliers d'actions ordinaires pour un montant de 18 M\$. En date du 29 juillet 2024, la société pouvait racheter jusqu'à 99,2 millions d'actions ordinaires additionnelles dans le cadre de son offre publique.

Obligations contractuelles et engagements

Nous sommes liés par diverses obligations se rapportant à des biens et à des services que nous contractons dans le cours normal de nos activités. Les obligations dont l'échéance initiale est à moins de un an ont été exclues du total des engagements présentés ci-dessous. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter à la note 23 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

Au 30 juin 2024, le total de nos engagements s'élevait à 28,3 G\$ (28,8 G\$ au 31 décembre 2023), dont une tranche de 24,9 G\$ se rapporte à divers engagements liés au transport et au stockage et une tranche de 225 M\$ se rapporte à des engagements liés à l'achat de marchandises. Les engagements liés au transport comprennent une tranche de 683 M\$ assujettie à l'approbation des organismes de réglementation ou qui a été approuvée, mais non encore en vigueur. Les contrats sont d'une durée pouvant aller jusqu'à 20 ans à compter de la date de leur entrée en vigueur et devraient concourir à l'harmonisation des besoins futurs de la société en matière de transport.

Au 30 juin 2024, les engagements totaux de la société comprenaient des engagements conclus avec HMLP qui prévoient un montant de 2,0 G\$ pour des services à long terme liés au transport et au stockage.

Au 30 juin 2024, les lettres de crédit en cours émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats totalisaient 319 M\$ (364 M\$ au 31 décembre 2023).

Actions en justice

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

Transactions entre parties liées

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

Pour le semestre clos le 30 juin 2024, la société a reçu des distributions totalisant 53 M\$ de la part de HCML (38 M\$ en 2023) et a versé un apport de néant (24 M\$ en 2023).

Cenovus détient une participation de 35 % dans HMLP. À titre d'exploitant des actifs détenus par HMLP, nous fournissons des services de gestion pour lesquels nous récupérons les coûts des services conformément à notre entente de partage des profits. Nous sommes aussi entrepreneur auprès de HMLP et construisons ses installations selon le principe du recouvrement des coûts comportant certaines restrictions. Pour le semestre clos le 30 juin 2024, nous avons facturé à HMLP 69 M\$ au titre de coûts de services de construction et de gestion (63 M\$ en 2023).

Nous payons à HMLP des frais d'accès pour avoir recours à ses réseaux pipeliniers pour nos activités de fluidification. Nous payons également HMLP pour les services de transport et de stockage. Les paiements au titre des frais d'accès ainsi que des services de transport et de stockage sont effectués en fonction des tarifs convenus par contrat avec HMLP. Pour le semestre clos le 30 juin 2024, nous avons engagé des coûts de 140 M\$ pour l'utilisation des réseaux pipeliniers de HMLP ainsi que pour les services de transport et de stockage (138 M\$ en 2023).

GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE

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

Dans la poursuite de nos objectifs stratégiques, nous sommes exposés à divers risques. Certains de ces risques visent le secteur de l'énergie dans son ensemble tandis que d'autres sont propres à nos activités. L'incidence d'un risque ou d'une combinaison de risques peut nuire, entre autres, aux activités, à la réputation, à la situation financière, aux résultats d'exploitation et aux flux de trésorerie de Cenovus, ce qui pourrait, sans s'y limiter, réduire ou restreindre notre capacité à réaliser nos priorités stratégiques, à concrétiser nos objectifs ou nos perspectives, nos initiatives et nos ambitions, à réagir aux changements de notre environnement d'exploitation, à racheter nos actions, à verser un dividende à nos actionnaires et à respecter nos obligations (y compris celles liées au service de la dette) ou nuire gravement au cours de nos titres.

JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE

Pour l'application des méthodes comptables, la direction est tenue de faire des estimations, de formuler des hypothèses, ainsi que d'avoir recours à des jugements, lesquels pourraient avoir une incidence importante sur nos résultats financiers. Les résultats réels peuvent être différents de ces estimations, parfois de façon marquée. Les estimations et hypothèses utilisées peuvent faire l'objet de mises à jour en fonction des antécédents et de l'utilisation de nouvelles données. Nos méthodes comptables significatives sont évaluées chaque année par le comité d'audit du conseil. Dans les notes annexes aux états financiers consolidés annuels pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 sont expliqués plus amplement le mode de préparation et nos méthodes comptables significatives.

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

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

Mise à jour de méthodes comptables

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

Les changements suivants ont été apportés à la présentation, les données des périodes comparatives faisant l'objet d'une nouvelle présentation :

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

Adoption à venir de nouvelles normes et interprétations comptables

Le 9 avril 2024, l'IASB a publié la norme IFRS 18, *États financiers : Présentation et informations à fournir* (« IFRS 18 »), qui remplacera la Norme comptable internationale 1, *Présentation des états financiers*. La norme IFRS 18 établit une structure révisée pour l'état consolidé du résultat global et une meilleure comparabilité entre les entités et les périodes de présentation de l'information financière.

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

Le 30 mai 2024, l'IASB a apporté des modifications aux normes IFRS 9, *Instruments financiers*, et IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir*. Ces modifications comprennent des précisions sur la décomptabilisation des passifs financiers et sur le classement de certains actifs financiers. De plus, de nouvelles exigences de présentation de l'information relative aux instruments de capitaux propres désignés à leur juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global ont été ajoutées. Ces modifications entreront en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2026, et elles exigent une application rétrospective. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces modifications sur ses états financiers consolidés.

ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

La direction, notamment le président et chef de la direction et le vice-président directeur et chef des finances, a procédé à une évaluation de la conception et de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») et des contrôles et procédures de communication de l'information (les « CPCI ») au 30 juin 2024. La direction a utilisé les critères établis dans le document Internal Control – Integrated Framework (2013), publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission, pour évaluer la conception et l'efficacité du CIIF. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le CIIF et les CPCI étaient efficaces au 30 juin 2024.

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

MISE EN GARDE

Renseignements sur le pétrole et le gaz

Barils d'équivalent de pétrole – Les volumes de gaz naturel sont convertis en bep à raison de 6 kpi³ pour un baril. Les quantités exprimées en bep peuvent être trompeuses, surtout si elles sont employées isolément. Le facteur de conversion de un baril pour 6 kpi 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 », « avenir », « futur », « perspectives », « en voie de », « objectif », « possibilités », « plan », « position », « priorité », « progresser », « souhaiter », « cible », « à terme » ou des expressions analogues, y compris des déclarations à propos de ce qui suit : nos cinq objectifs stratégiques; la valeur et les rendements pour les actionnaires; la sécurité; la durabilité; notre engagement dans le projet fondamental Alliances Nouvelles voies; la maximisation de la valeur; la discipline financière; la discipline en matière d'affectation des capitaux; les fonds provenant de l'exploitation disponibles; la volatilité et la stabilité des flux de trésorerie; la gestion de notre bilan; les liquidités; la croissance de nos activités de base; les dépenses d'investissement; nos prévisions pour 2024; la réduction des coûts; la réalisation de la pleine valeur de l'entreprise intégrée; le réinvestissement dans notre entreprise; la diversification de notre portefeuille; la possibilité de tirer parti des occasions; notre dette nette; l'affectation de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles; la réalisation de projets; la fiabilité de l'exploitation; le fait d'être un fournisseur de premier ordre; le maintien d'un solide bilan; les coûts; les marges; la réalisation de la pleine valeur de l'entreprise intégrée; la valeur à long terme de Cenovus; la fiabilité et la rentabilité des activités en aval; à l'égard du projet West White Rose, le retour au champ du NPSD SeaRose, le redémarrage de la production et la première production de pétrole; l'accroissement de l'utilisation du TMX; nos cinq domaines d'intervention ESG; les paiements variables; la charge d'impôt exigible; le financement des besoins en trésorerie à court terme; les notations de crédit; le respect des obligations de paiement; la volatilité et la stabilité des flux de trésorerie; le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés; la structure de répartition des capitaux de la société; la possibilité de tirer parti des occasions tout au long du cycle du prix des marchandises; le ratio dette nette/BAIIA ajusté; le maintien de liquidités suffisantes; la résilience financière; les obligations découlant de poursuites judiciaires; les engagements au titre du transport et du stockage; ainsi que les perspectives de la société concernant les marchandises et le dollar canadien de même que leur influence et leur incidence sur Cenovus.

Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure à l'information prospective, car les résultats réels de la société pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus. L'élaboration de notre information prospective repose sur un certain nombre d'hypothèses et la prise en compte de certains risques et incertitudes qui, dans certains cas, sont propres à la société et dans d'autres, appartiennent à l'industrie en général. Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective comprennent notamment ce qui suit : les prix prévisionnels du bitume, du pétrole brut et du gaz naturel, des liquides de gaz naturel, des condensats et des produits raffinés, les écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd; la capacité de la société

de réaliser les avantages et les synergies prévus associés aux autres acquisitions; l'exactitude de toute évaluation effectuée relativement aux acquisitions; les prévisions de la production et des volumes de production et leur moment; les niveaux d'investissements projetés, la souplesse des plans de dépenses d'investissement et les sources associées de financement; l'absence de changements importants inopportuns aux politiques, lois et règlements des gouvernements (notamment en ce qui a trait au changement climatique), les relations avec les Autochtones, les taux d'intérêt, l'inflation, les taux de change, les conditions de concurrence et l'offre et la demande de bitume, de pétrole brut, de gaz naturel, de LGN, de condensats et de produits raffinés; l'instabilité politique, économique et sociale des territoires où la société exerce ses activités; l'absence d'interruptions importantes des activités, résultant entre autres du climat rigoureux, des désastres naturels, des accidents, de l'instabilité civile ou d'autres événements analogues; les conditions climatiques influant sur les régions où Cenovus exerce ses activités; la concrétisation de nouvelles réductions de coûts et la pérennité de ces réductions; les régimes de redevances applicables, notamment les taux de redevance prévus; les améliorations futures de la disponibilité de la capacité de transport des produits; l'augmentation du cours de l'action de la société et de sa capitalisation boursière à long terme; les occasions de racheter des actions pour annulation à des cours acceptables pour la société; la suffisance des soldes de trésorerie, des flux de trésorerie générés à l'interne, des facilités de crédit existantes, de la gestion du portefeuille d'actifs de la société et de l'accès aux marchés financiers et aux garanties d'assurance pour rechercher et financer des investissements futurs, des plans de durabilité et de mise en valeur et le versement de dividendes, y compris toute majoration de ceux-ci; la couverture économique à l'égard du gaz naturel dont la société a besoin comme source de combustible pour ses activités liées aux sables bitumineux et de raffinage assurée par la production de son secteur Hydrocarbures classiques; la réalisation de la capacité prévue de stocker des barils non encore produits dans les réservoirs de sables bitumineux de la société, y compris la capacité de la société d'effectuer la production et de réaliser les ventes à une date ultérieure lorsque la demande aura augmenté, la capacité de transport pipelinier ou de stockage se sera améliorée et les écarts du brut auront rétréci; le fait que l'écart WTI-WCS en Alberta reste en grande partie lié à des facteurs qui sont tributaires de l'offre à l'échelle mondiale et de la capacité de traitement du pétrole brut; l'atténuation de l'incidence d'un élargissement éventuel des écarts sur une partie des volumes de pétrole brut WCS de la société grâce à sa capacité de raffinage, à ses installations de stockage dynamique, à ses engagements pipeliniers existants, à sa capacité de transport ferroviaire et à ses opérations de couverture financière; la capacité de la société d'obtenir une production de ses installations de sables bitumineux sans contrainte; les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; l'exactitude des estimations et des jugements comptables; la capacité de la société d'obtenir les approbations nécessaires de la part des autorités de réglementation et des partenaires; la réalisation fructueuse, rentable et dans les délais des projets d'immobilisations, des programmes de mise en valeur ou de leurs étapes; la capacité de la société de dégager des flux de trésorerie suffisants pour s'acquitter de ses obligations présentes et futures; les coûts estimatifs d'abandon et de remise en état, notamment les droits et les règlements s'y rapportant; la capacité de la société à attirer et à maintenir en poste du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; la capacité de la société à conclure des acquisitions et des cessions et à obtenir les modalités de transaction souhaitées selon le calendrier prévu; l'exactitude des scénarios et des hypothèses climatiques, y compris les données de tiers sur lesquelles la société s'appuie; la capacité d'accéder à toutes les technologies et à tous les équipements nécessaires pour atteindre les résultats futurs attendus, y compris en ce qui concerne les cibles et les ambitions en matière de climat et d'émissions de GES, ainsi que la viabilité commerciale et l'évolutivité des stratégies de réduction des émissions et des technologies et produits connexes; la collaboration avec les gouvernements, l'Alliance nouvelles voies et d'autres organismes du secteur; la concordance des prix réalisés du WCS et des prix du WCS utilisés dans le calcul du paiement variable à bp Canada; les conditions commerciales et du marché; l'inflation prévue et d'autres hypothèses inhérentes aux indications pour 2024 de la société présentées sur le site Web de Cenovus, au cenovus.com, et plus loin dans le présent document; la disponibilité d'entreprises détenues ou exploitées par des Autochtones et la capacité de la société d'y avoir recours; et d'autres risques et incertitudes présentés de temps à autre dans les rapports et les documents que la société dépose auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières.

Les prévisions pour 2024, mises à jour le 31 juillet 2024, et qui peuvent être consultées au cenovus.com, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent de 83,50 \$ US le baril, prix du WTI de 79,00 \$ US le baril; prix du WCS de 63,00 \$ US le baril; écart WTI-WCS de 15,90 \$ US le baril; prix du gaz naturel AECO de 1,65 \$ le kpi³; marge de craquage 3-2-1 à Chicago de 17,40 \$ US le baril; et taux de change de 0,73 \$ US/\$ CA.

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

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

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

ABRÉVIATIONS ET DÉFINITIONS

Abréviations

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

Pétrole brut et LGN		Gaz naturel		Autres	
b	baril	kpi ³	millier de pieds cubes	bep	baril d'équivalent de pétrole
kb/j	millier de barils par jour	Mpi ³	million de pieds cubes	kbep	millier de barils d'équivalent de pétrole
WCS	Western Canadian Select	Mpi ³ /j	million de pieds cubes par jour	kbep/j	millier de barils d'équivalent de pétrole par jour
WTI	West Texas Intermediate			ESG	Environnement, société et gouvernance
				GES	gaz à effet de serre
				NPSD	navire de production, de stockage et de déchargement
				Offre publique	offre publique de rachat dans le cours normal des activités
				AECO	Alberta Energy Company
				NYMEX	New York Mercantile Exchange
				OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
				OPEP+	OPEP et un groupe de 11 pays non membres de l'OPEP
				DGMV	drainage par gravité au moyen de la vapeur

Révision des mesures financières

À la suite de changements apportés au sein de notre portefeuille d'actifs des secteurs en aval au cours des dernières années, nous avons entrepris une révision des informations présentées pour nos activités en aval dans le but d'améliorer la présentation de l'information opérationnelle relative à nos activités de raffinage et de rehausser la comparabilité avec nos pairs. À la suite de cette révision, nous avons introduit les mesures opérationnelles suivantes, qui sont des mesures nouvelles ou révisées, pour nos secteurs Raffinage au Canada et Raffinage aux États-Unis.

- Le **total des intrants traités** est une nouvelle mesure qui rend compte de l'ensemble des intrants dont nos raffineries ont besoin pour produire les produits raffinés, et il constitue le dénominateur utilisé pour nos mesures unitaires. Cette mesure remplace la production unitaire de pétrole brut.
- La **capture du marché** est une nouvelle mesure au sein de notre secteur Raffinage aux États-Unis qui correspond à la marge de raffinage générée en pourcentage de la marge de craquage moyenne pondérée, déduction faite des NIR, calculée selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti. La marge de craquage moyenne pondérée, déduction faite des NIR, correspond à la capacité opérationnelle moyenne pondérée de Cenovus relativement aux marges de craquage 3-2-1 de référence sur le marché à Chicago et du groupe 3, déduction faite des NIR.
- La **capacité opérationnelle** correspond à la capacité fondée sur le nombre de barils par jour civil. Il s'agit de la quantité d'intrants qu'une installation de distillation peut traiter dans des conditions d'exploitation normales. La capacité opérationnelle a remplacé la capacité de production unitaire de pétrole brut, qui était fondée sur le nombre de barils par jour de fonctionnement effectif, et elle rend compte de la quantité d'intrants pouvant être traitée par une installation de distillation dans des conditions optimales de traitement du pétrole brut et des produits disponibles, sans tenir compte des périodes d'interruption.

- Le **taux d'utilisation unitaire de pétrole brut** correspond à la production unitaire de pétrole brut divisée par la capacité opérationnelle, exprimée en pourcentage. Auparavant, cette mesure était calculée au moyen de la capacité de production unitaire de pétrole brut.

Le tableau ci-après présente la capacité opérationnelle et la capacité de production unitaire de pétrole brut au 31 décembre 2023, et est fourni pour illustrer l'ampleur des révisions apportées aux mesures expliquées ci-dessus.

(kb/j)	Raffinage au Canada	Raffinage aux États-Unis
Capacité opérationnelle	108,0	612,3
Capacité de production unitaire de pétrole brut	110,5	635,2

Les définitions et les rapprochements de certaines mesures financières déterminées, telles que la marge de raffinage, la capture du marché, les charges d'exploitation unitaires et les charges d'exploitation unitaires – coûts des activités de révision sont comprises dans la rubrique portant sur les mesures financières déterminées du présent rapport de gestion.

MESURES FINANCIÈRES DÉTERMINÉES

Certaines mesures financières qui figurent dans le présent document ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les normes comptables IFRS, notamment la marge d'exploitation, la marge d'exploitation par actif, les fonds provenant de l'exploitation ajustés, les fonds provenant de l'exploitation de base ajustés par action, les fonds provenant de l'exploitation dilués ajustés par action, les fonds provenant de l'exploitation disponibles, l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles, la marge brute, la marge de raffinage, la capture du marché, le prix de vente réalisé et les prix nets opérationnels (y compris le total des prix nets opérationnels par bep).

Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des mesures supplémentaires afin qu'ils puissent analyser l'information sur notre liquidité et notre capacité à dégager des fonds pour financer nos activités. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni en substitut des mesures préparées selon les normes comptables IFRS. La définition de chaque mesure financière déterminée et son rapprochement, s'il y a lieu, sont fournis dans la présente mise en garde et pourraient aussi être présentés dans les rubriques « Résultats d'exploitation et résultats financiers » et « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion. Se reporter à la rubrique « Mise en garde sur les mesures financières déterminées » de notre rapport de gestion de la période pertinente pour le rapprochement de la marge d'exploitation, des fonds provenant de l'exploitation ajustés, des fonds provenant de l'exploitation, de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles, des prix de vente réalisés et des prix nets opérationnels des périodes antérieures des exercices 2024 et 2023 ne figurant pas ci-dessous.

Marge d'exploitation

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

Marge d'exploitation

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin					
	2024	2023	2024	2023	2024	2023
	Secteurs en amont ¹⁾		Secteurs en aval ¹⁾		Total	
Chiffre d'affaires brut²⁾						
Ventes externes	6 791	5 658	8 953	7 210	15 744	12 868
Ventes intersectorielles	1 924	1 627	100	217	2 024	1 844
	8 715	7 285	9 053	7 427	17 768	14 712
Redevances	(859)	(637)	—	—	(859)	(637)
Produits des activités ordinaires	7 856	6 648	9 053	7 427	16 909	14 075
Charges						
Marchandises achetées ²⁾	815	751	8 099	6 447	8 914	7 198
Transport et fluidification ²⁾	3 043	2 770	—	—	3 043	2 770
Charges d'exploitation	889	883	1 099	843	1 988	1 726
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	20	(13)	8	(6)	28	(19)
Marge d'exploitation	3 089	2 257	(153)	143	2 936	2 400

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

2) *Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.*

(en millions de dollars)	Semestres clos les 30 juin					
	2024	2023	2024	2023	2024	2023
	Secteurs en amont ¹⁾		Secteurs en aval ¹⁾		Total	
Chiffre d'affaires brut²⁾						
Ventes externes	12 538	11 585	17 350	14 141	29 888	25 726
Ventes intersectorielles	4 041	2 917	270	423	4 311	3 340
	16 579	14 502	17 620	14 564	34 199	29 066
Redevances	(1 606)	(1 233)	—	—	(1 606)	(1 233)
Produits des activités ordinaires	14 973	13 269	17 620	14 564	32 593	27 833
Charges						
Marchandises achetées ²⁾	1 586	1 589	15 318	12 438	16 904	14 027
Transport et fluidification ²⁾	5 854	5 797	—	—	5 854	5 797
Charges d'exploitation	1 787	1 912	1 886	1 597	3 673	3 509
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	26	3	9	(5)	35	(2)
Marge d'exploitation	5 720	3 968	407	534	6 127	4 502

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

2) *Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.*

Marge d'exploitation par actif

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2024			Semestre clos le 30 juin 2024		
	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière ¹⁾	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	151	320	471	193	635	828
Redevances	1	(24)	(23)	(1)	(48)	(49)
Produits des activités ordinaires	152	296	448	192	587	779
Charges						
Transport et fluidification	7	—	7	7	—	7
Charges d'exploitation	110	32	142	167	60	227
Marge d'exploitation	35	264	299	18	527	545

(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 ¹⁾	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	5	223	228	154	547	701
Redevances	(1)	(12)	(13)	(9)	(30)	(39)
Produits des activités ordinaires	4	211	215	145	517	662
Charges						
Transport et fluidification	4	—	4	9	—	9
Charges d'exploitation	26	37	63	143	62	205
Marge d'exploitation	(26)	174	148	(7)	455	448

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

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

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

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

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

Marge brute, marge de raffinage et capture du marché

La marge brute est une mesure financière hors PCGR et la marge de raffinage renferme une mesure financière hors PCGR. Ces mesures sont utilisées pour évaluer la performance de nos activités en aval. La marge brute correspond aux produits des activités ordinaires, déduction faite des marchandises achetées. La marge de raffinage correspond à la marge brute tirée des raffineries et de l'usine de valorisation divisée par le total des intrants traités. Le total des intrants traités est désormais le dénominateur afin de mieux rendre compte de l'ensemble des intrants dont nos raffineries ont besoin pour produire les produits raffinés. Pour les périodes comparatives, cette mesure était calculée selon le nombre de barils de production unitaire de pétrole brut; ainsi, les chiffres des périodes comparatives ont été révisés pour se conformer à la présentation actuelle.

La capture du marché renferme une mesure financière hors PCGR utilisée pour notre secteur Raffinage aux États-Unis afin de connaître la marge réalisée par rapport à ce qui était disponible sur le marché, selon des références utilisées à grande échelle. La capture du marché se définit comme la marge de raffinage divisée par la marge de craquage 3-2-1 sur le marché moyenne pondérée, déduction faite des NIR, exprimée en pourcentage. La marge de craquage moyenne pondérée, déduction faite des NIR, correspond à la capacité opérationnelle de Cenovus relativement aux marges de craquage 3-2-1 de référence sur le marché à Chicago et du groupe 3, déduction faite des NIR.

Raffinage au Canada

Trimestre clos le 30 juin 2024			
(en millions de dollars)	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ¹⁾	Total – Raffinage au Canada ²⁾
Produits des activités ordinaires	1 065	70	1 135
Marchandises achetées	930	45	975
Marge brute	135	25	160
Total des intrants traités (kb/j)	58,9		
Marge de raffinage (\$/b)	25,21		

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 2023			
(en millions de dollars)	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ¹⁾	Total – Raffinage au Canada ²⁾
Produits des activités ordinaires	1 267	96	1 363
Marchandises achetées	1 019	64	1 083
Marge brute	248	32	280
Total des intrants traités (kb/j)	102,7		
Marge de raffinage (\$/b)	26,54		

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 2024			
(en millions de dollars)	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ¹⁾	Total – Raffinage au Canada ²⁾
Produits des activités ordinaires	2 314	153	2 467
Marchandises achetées	1 954	108	2 062
Marge brute	360	45	405
Total des intrants traités (kb/j)	83,8		
Marge de raffinage (\$/b)	23,57		

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 2023			
(en millions de dollars)	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ¹⁾	Total – Raffinage au Canada ²⁾
Produits des activités ordinaires	2 668	203	2 871
Marchandises achetées	2 035	141	2 176
Marge brute	633	62	695
Total des intrants traités (kb/j)	104,2		
Marge de raffinage (\$/b)	33,56		

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

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

Trimestre clos le 31 mars 2024			
(en millions de dollars)	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ¹⁾	Total – Raffinage au Canada
Produits des activités ordinaires	1 249	83	1 332
Marchandises achetées	1 024	63	1 087
Marge brute	225	20	245
Total des intrants traités (kb/j)	108,8		
Marge de raffinage (\$/b)	22,68		

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

Trimestre clos le 31 décembre 2023			
(en millions de dollars)	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ¹⁾	Total – Raffinage au Canada
Produits des activités ordinaires	1 454	103	1 557
Marchandises achetées	1 197	66	1 263
Marge brute	257	37	294
Total des intrants traités (kb/j)	105,1		
Marge de raffinage (\$/b)	26,48		

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

Trimestre clos le 30 septembre 2023			
(en millions de dollars)	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ¹⁾	Total – Raffinage au Canada
Produits des activités ordinaires	1 690	115	1 805
Marchandises achetées	1 399	81	1 480
Marge brute	291	34	325
Total des intrants traités (kb/j)	114,7		
Marge de raffinage (\$/b)	27,57		

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

Exercice clos le 31 décembre 2023			
(en millions de dollars)	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ¹⁾	Total – Raffinage au Canada
Produits des activités ordinaires	5 812	421	6 233
Marchandises achetées	4 634	285	4 919
Marge brute	1 178	136	1 314
Total des intrants traités (kb/j)	107,1		
Marge de raffinage (\$/b)	30,13		

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

Raffinage aux États-Unis

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Produits des activités ordinaires ^{1) 2)}	7 918	6 064	15 153	11 693
Marchandises achetées ^{1) 2)}	7 124	5 364	13 256	10 262
Marge brute	794	700	1 897	1 431
Total des intrants traités (kb/j)	594,0	464,2	584,5	419,9
Marge de raffinage (\$/b)	14,69	16,57	17,83	18,83
Capacité opérationnelle (kb/j)	612,3	612,3	612,3	612,3
Capacité opérationnelle par référence régionale (%)				
Pondération des marges de craquage 3-2-1 à Chicago	81	81	81	80
Pondération des marges de craquage 3-2-1 du groupe 3	19	19	19	20
Prix de référence et taux de change				
Marges de craquage 3-2-1 à Chicago (\$ US/b)	18,76	28,57	18,10	28,72
Marges de craquage 3-2-1 du groupe 3 (\$ US/b)	18,13	31,78	17,82	31,56
NIR (\$ US/b)	3,39	7,72	3,53	7,98
Taux moyen \$ US/\$ CA	0,731	0,745	0,736	0,742
Marge de craquage moyenne pondérée, déduction faite des NIR (\$ US/b)	20,86	28,82	19,72	28,72
Capture du marché³⁾ (%)	70	57	90	66

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

2) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

3) La capacité opérationnelle de la raffinerie de Superior est prise en compte dans le calcul de la capture du marché au 1^{er} avril 2023. Pour le semestre clos le 30 juin 2023, la capture du marché comprend une capacité opérationnelle moyenne pondérée pour la raffinerie de Toledo, cette dernière n'ayant été entièrement acquise que le 28 février 2023.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les			Exercice clos le
	31 mars 2024	31 décembre 2023	30 septembre 2023	31 décembre 2023
Produits des activités ordinaires ¹⁾	7 235	6 847	7 853	26 393
Marchandises achetées ¹⁾	6 132	6 625	6 467	23 354
Marge brute	1 103	222	1 386	3 039
Total des intrants traités (kb/j)	575,0	500,6	576,6	479,7
Marge de raffinage (\$/b)	21,08	4,82	26,13	17,36
Capacité opérationnelle (kb/j)	612,3	612,3	612,3	612,3
Capacité opérationnelle par référence régionale (%)				
Pondération des marges de craquage 3-2-1 à Chicago	81	81	81	82
Pondération des marges de craquage 3-2-1 du groupe 3	19	19	19	18
Prix de référence et taux de change				
Marges de craquage 3-2-1 à Chicago (\$ US/b)	17,45	13,24	26,06	24,19
Marges de craquage 3-2-1 du groupe 3 (\$ US/b)	17,50	18,55	36,96	29,66
NIR (\$ US/b)	3,68	4,77	7,42	7,04
Taux moyen \$ US/\$ CA	0,741	0,734	0,746	0,741
Marge de craquage moyenne pondérée, déduction faite des NIR (\$/b)	18,59	12,94	27,81	24,49
Capture du marché²⁾ (%)	113	37	94	71

1) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

2) La capacité opérationnelle de la raffinerie de Superior est prise en compte dans le calcul de la capture du marché au 1^{er} avril 2023. Pour le semestre clos le 30 juin 2023, la capture du marché comprend une capacité opérationnelle moyenne pondérée pour la raffinerie de Toledo, cette dernière n'ayant été entièrement acquise que le 28 février 2023.

Charges d'exploitation unitaires et coûts des activités de révision

Les charges d'exploitation unitaires sont une mesure financière déterminée utilisée pour évaluer la performance de nos activités en aval et en amont. Les charges d'exploitation unitaires du secteur Raffinage au Canada correspondent au total des charges d'exploitation de l'usine de valorisation, de la raffinerie de Lloydminster et des activités liées aux carburants commerciaux, divisé par le total des intrants traités. Les charges d'exploitation unitaires du secteur Raffinage aux États-Unis correspondent aux charges d'exploitation divisées par le total des intrants traités.

Les charges d'exploitation unitaires – coûts des activités de révision sont une mesure financière déterminée utilisée pour évaluer les coûts des activités de révision réalisées dans nos installations en aval. Les charges d'exploitation unitaires – coûts des activités de révision correspondent aux coûts liés aux activités de révision au sein des charges d'exploitation des secteurs Raffinage au Canada et Raffinage aux États-Unis divisés par le total des intrants traités.

Les charges d'exploitation unitaires en amont correspondent au total des charges d'exploitation divisé par les volumes de vente et font partie du calcul des prix nets opérationnels, lesquels se trouvent ci-après.

Charges d'amortissement et d'épuisement unitaires

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

Frais de transport unitaires

Les frais de transport unitaires sont une mesure financière déterminée qui sert à calculer les frais de transport sur une base unitaire pour nos secteurs en amont. Nous définissons les frais de transport unitaires comme la somme des frais de transport divisée par les volumes de vente. Les charges d'exploitation unitaires en amont font partie de notre segment de transport et de fluidification aux fins du calcul des prix nets opérationnels, lesquels se trouvent ci-après.

Rapprochement des prix nets opérationnels et prix de vente réalisés

Le prix net opérationnel est une mesure financière hors PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer le rendement opérationnel d'une entreprise sur une base unitaire. La formule de calcul du prix net opérationnel de la société est essentiellement conforme à la définition de cette mesure figurant dans le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook. Il s'entend des ventes brutes moins les redevances, les frais de transport et de fluidification et les charges d'exploitation. Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de marchandises ni de leur reprise, tant qu'elles ne sont pas réalisées lorsque les marchandises sont vendues et ne rendent pas compte des activités de gestion des risques. Les condensats ou le butane, qui sont des diluants, sont mélangés au pétrole brut en vue du transport aux fins de commercialisation. Pour le trimestre clos le 31 mars 2024, des modifications ont été apportées à notre définition du prix net opérationnel afin de préciser certains des coûts inclus dans cette mesure. Ces modifications ont donné lieu à des ajustements mineurs inclus dans le calcul du prix net opérationnel sur une base prospective.

Le prix de vente réalisé renferme une mesure financière hors PCGR. Cette mesure comprend les ventes brutes, le coût des diluants achetés et le profit tiré d'activités d'optimisation telles que la cogénération et le traitement pour des tiers ainsi que la négociation de titres. Le prix net opérationnel par baril d'équivalent de pétrole renferme une mesure hors PCGR. Le prix net opérationnel par bep correspond à la marge par baril d'équivalent de pétrole. Les mesures unitaires sont divisées par les volumes de vente.

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

Sables bitumineux

Base pour le calcul des prix nets opérationnels							
Trimestre clos le 30 juin 2024 (en millions de dollars)	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Sables bitumineux – Lloydminster ¹⁾	Total – Bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	1 533	1 686	438	1 064	4 721	—	4 721
Redevances	(271)	(401)	(25)	(111)	(808)	—	(808)
Produits des activités ordinaires	1 262	1 285	413	953	3 913	—	3 913
Charges							
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	248	142	87	54	531	—	531
Charges d'exploitation	169	168	62	211	610	—	610
Prix net opérationnel	845	975	264	688	2 772	—	2 772
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							20
Marge d'exploitation							2 752

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements				
Trimestre clos le 30 juin 2024 (en millions de dollars)	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾	Total – Sables bitumineux ³⁾	
Chiffre d'affaires brut	4 721	2 406	305	121	7 553	
Redevances	(808)	—	—	(6)	(814)	
Produits des activités ordinaires	3 913	2 406	305	115	6 739	
Charges						
Marchandises achetées	—	—	305	98	403	
Transport et fluidification	531	2 406	—	16	2 953	
Charges d'exploitation	610	—	—	5	615	
Prix net opérationnel	2 772	—	—	(4)	2 768	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	20	—	—	—	20	
Marge d'exploitation	2 752	—	—	(4)	2 748	

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

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

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

Base pour le calcul des prix nets opérationnels							
Trimestre clos le 30 juin 2023 (en millions de dollars)	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Sables bitumineux – Lloydminster ¹⁾	Total – Bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	1 205	1 398	304	827	3 734	2	3 736
Redevances	(219)	(314)	(14)	(72)	(619)	(2)	(621)
Produits des activités ordinaires	986	1 084	290	755	3 115	—	3 115
Charges							
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	205	124	54	41	424	—	424
Charges d'exploitation	195	170	75	227	667	2	669
Prix net opérationnel	586	790	161	487	2 024	(2)	2 022
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							(8)
Marge d'exploitation							2 030

Trimestre clos le 30 juin 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements			Total – Sables bitumineux ³⁾
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾	
Chiffre d'affaires brut ⁴⁾	3 736	2 244	351	106	6 437
Redevances	(621)	—	—	1	(620)
Produits des activités ordinaires	3 115	2 244	351	107	5 817
Charges					
Marchandises achetées ⁴⁾	—	—	351	63	414
Transport et fluidification	424	2 244	—	32	2 700
Charges d'exploitation	669	—	—	7	676
Prix net opérationnel	2 022	—	—	5	2 027
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(8)	—	—	(1)	(9)
Marge d'exploitation	2 030	—	—	6	2 036

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

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

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

4) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

Semestre clos le 30 juin 2024 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						Total – Sables bitumineux
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Sables bitumineux – Lloydminster ¹⁾	Total – Bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	
Chiffre d'affaires brut	2 889	3 160	778	1 914	8 741	—	8 741
Redevances	(564)	(740)	(36)	(165)	(1 505)	—	(1 505)
Produits des activités ordinaires	2 325	2 420	742	1 749	7 236	—	7 236
Charges							
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	429	261	158	99	947	—	947
Charges d'exploitation	360	356	127	422	1 265	—	1 265
Prix net opérationnel	1 536	1 803	457	1 228	5 024	—	5 024
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							33
Marge d'exploitation							4 991

Semestre clos le 30 juin 2024 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements			Total – Sables bitumineux ³⁾
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾	
Chiffre d'affaires brut	8 741	4 711	518	211	14 181
Redevances	(1 505)	—	—	(6)	(1 511)
Produits des activités ordinaires	7 236	4 711	518	205	12 670
Charges					
Marchandises achetées	—	—	518	174	692
Transport et fluidification	947	4 711	—	28	5 686
Charges d'exploitation	1 265	—	—	10	1 275
Prix net opérationnel	5 024	—	—	(7)	5 017
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	33	—	—	—	33
Marge d'exploitation	4 991	—	—	(7)	4 984

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

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

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

Base pour le calcul des prix nets opérationnels							
Semestre clos le 30 juin 2023 (en millions de dollars)	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Sables bitumineux – Lloydminster ¹⁾	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)	(119)	(1 134)	(3)	(1 137)
Produits des activités ordinaires	1 829	1 878	465	1 313	5 485	2	5 487
Charges							
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	427	289	99	79	894	—	894
Charges d'exploitation	410	365	154	463	1 392	6	1 398
Prix net opérationnel	992	1 224	212	771	3 199	(4)	3 195
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							(1)
Marge d'exploitation							3 196

Semestre clos le 30 juin 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements			Total – Sables bitumineux ³⁾
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾	
Chiffre d'affaires brut ⁴⁾	6 624	4 689	645	186	12 144
Redevances	(1 137)	—	—	1	(1 136)
Produits des activités ordinaires	5 487	4 689	645	187	11 008
Charges					
Marchandises achetées ⁴⁾	—	—	645	124	769
Transport et fluidification	894	4 689	—	58	5 641
Charges d'exploitation	1 398	—	—	15	1 413
Prix net opérationnel	3 195	—	—	(10)	3 185
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(1)	—	—	—	(1)
Marge d'exploitation	3 196	—	—	(10)	3 186

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

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

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

4) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

5) *Hydrocarbures classiques*

Trimestre clos le 30 juin 2024 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements		Hydrocarbures classiques ²⁾
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres ¹⁾	
Chiffre d'affaires brut	248	411	32	691
Redevances	(22)	—	—	(22)
Produits des activités ordinaires	226	411	32	669
Charges				
Marchandises achetées	—	411	1	412
Transport et fluidification	59	—	24	83
Charges d'exploitation	126	—	6	132
Prix net opérationnel	41	—	1	42
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—
Marge d'exploitation	41	—	1	42

Trimestre clos le 30 juin 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements		Hydrocarbures classiques ²⁾
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres ¹⁾	
Chiffre d'affaires brut ³⁾	238	337	45	620
Redevances	(5)	—	1	(4)
Produits des activités ordinaires	233	337	46	616
Charges				
Marchandises achetées ³⁾	—	337	—	337
Frais de transport et de fluidification ³⁾	39	—	27	66
Charges d'exploitation	139	—	5	144
Prix net opérationnel	55	—	14	69
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(4)	—	—	(4)
Marge d'exploitation	59	—	14	73

- 1) L'élément Autres comprend les coûts de reclassement liés principalement aux activités de cogénération pour des tiers, de traitement ainsi que de transport.
- 2) Ces montants, exclusion faite des prix nets opérationnels, sont présentés à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.
- 3) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

Semestre clos le 30 juin 2024 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements		Hydrocarbures classiques ²⁾
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres ¹⁾	
Chiffre d'affaires brut	610	893	67	1 570
Redevances	(46)	—	—	(46)
Produits des activités ordinaires	564	893	67	1 524
Charges				
Marchandises achetées	—	893	1	894
Transport et fluidification	110	—	51	161
Charges d'exploitation	269	—	16	285
Prix net opérationnel	185	—	(1)	184
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(7)	—	—	(7)
Marge d'exploitation	192	—	(1)	191

Semestre clos le 30 juin 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements		Hydrocarbures classiques ²⁾
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres ¹⁾	
Chiffre d'affaires brut ³⁾	729	820	108	1 657
Redevances	(59)	—	1	(58)
Produits des activités ordinaires	670	820	109	1 599
Charges				
Marchandises achetées ³⁾	—	820	—	820
Frais de transport et de fluidification ³⁾	84	—	63	147
Charges d'exploitation	285	—	9	294
Prix net opérationnel	301	—	37	338
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	4	—	—	4
Marge d'exploitation	297	—	37	334

- 1) L'élément Autres comprend les coûts de reclassement liés principalement aux activités de cogénération pour des tiers, de traitement ainsi que de transport.
- 2) Ces montants, exclusion faite des prix nets opérationnels, sont présentés à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.
- 3) Les chiffres des périodes comparatives tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la note 24 des états financiers consolidés intermédiaires de même qu'aux révisions apportées aux périodes précédentes décrites dans la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

Production extracôtière

Trimestre clos le 30 juin 2024 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements		
	Région de l'Atlantique	Chine	Indonésie ¹⁾	Total Région de l'Asie-Pacifique	Total – production extracôtière	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾	Total – production extracôtière ³⁾
Chiffre d'affaires brut	151	320	79	399	550	(79)	471
Redevances	1	(24)	(14)	(38)	(37)	14	(23)
Produits des activités ordinaires	152	296	65	361	513	(65)	448
Charges							
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	7	—	—	—	7	—	7
Charges d'exploitation	106	29	13	42	148	(11)	142
Prix net opérationnel (Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	39	267	52	319	358	(54)	299
Marge d'exploitation					358	(54)	299

Trimestre clos le 30 juin 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements		
	Région de l'Atlantique	Chine	Indonésie ¹⁾	Total Région de l'Asie-Pacifique	Total – production extracôtière	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾	Total – production extracôtière ³⁾
Chiffre d'affaires brut	5	223	79	302	307	(79)	228
Redevances	(1)	(12)	(18)	(30)	(31)	18	(13)
Produits des activités ordinaires	4	211	61	272	276	(61)	215
Charges							
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	4	—	—	—	4	—	4
Charges d'exploitation	36	33	12	45	81	(10)	63
Prix net opérationnel (Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(36)	178	49	227	191	(51)	148
Marge d'exploitation					191	(51)	148

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

2) Se rapportent essentiellement aux dépenses liées aux projets extracôtiers.

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

Semestre clos le 30 juin 2024 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements		
	Région de l'Atlantique	Chine	Indonésie ¹⁾	Total Région de l'Asie-Pacifique	Total – production extracôtière	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾	Total – production extracôtière ³⁾
Chiffre d'affaires brut	193	635	147	782	975	(147)	828
Redevances	(1)	(48)	(19)	(67)	(68)	19	(49)
Produits des activités ordinaires	192	587	128	715	907	(128)	779
Charges							
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	7	—	—	—	7	—	7
Charges d'exploitation	163	54	28	82	245	(23)	227
Prix net opérationnel (Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	22	533	100	633	655	(105)	545
Marge d'exploitation					655	(105)	545

Semestre clos le 30 juin 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements		
	Région de l'Atlantique	Chine	Indonésie ¹⁾	Total Région de l'Asie-Pacifique	Total – production extracôtière	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾	Total – production extracôtière ³⁾
Chiffre d'affaires brut	154	547	152	699	853	(152)	701
Redevances	(9)	(30)	(41)	(71)	(80)	41	(39)
Produits des activités ordinaires	145	517	111	628	773	(111)	662
Charges							
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	9	—	—	—	9	—	9
Charges d'exploitation	121	55	26	81	202	(20)	205
Prix net opérationnel (Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	15	462	85	547	562	(91)	448
Marge d'exploitation					562	(91)	448

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

2) Se rapportent essentiellement aux dépenses liées aux projets extracôtiers.

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

Volumes de vente en amont¹⁾

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

(en milliers de kbep par jour)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2024	2023	2024	2023
Sables bitumineux				
Foster Creek	185,4	175,7	189,7	179,6
Christina Lake	218,1	231,4	230,1	234,6
Sunrise	51,0	47,2	46,6	43,5
Lloydminster	130,0	123,8	129,2	119,8
Total – Sables bitumineux	584,5	578,1	595,6	577,5
Hydrocarbures classiques	123,1	104,6	121,9	114,2
Production extracôtière				
Région de l'Atlantique	14,8	—	9,4	7,8
Région de l'Asie-Pacifique				
Chine	43,5	31,2	43,6	37,2
Indonésie	14,3	15,0	14,2	14,3
Total – Région de l'Asie-Pacifique	57,8	46,2	57,8	51,5
Total – production extracôtière	72,6	46,2	67,2	59,3
Ventes avant déduction de la consommation interne	780,2	728,9	784,7	751,0
Consommation interne ²⁾	(96,8)	(86,8)	(101,3)	(89,0)
Total – Volume des ventes en amont	683,4	642,1	683,4	662,0

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

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

Modifications apportées aux résultats des périodes comparatives

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

Révisions relatives au classement

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

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

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

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2023			Semestre clos le 30 juin 2023		
	Montant publié	Révisions	Solde modifié	Montant publié	Révisions	Solde modifié
Secteur Sables bitumineux						
Chiffre d'affaires brut	6 556	(119)	6 437	12 467	(323)	12 144
Marchandises achetées	533	(119)	414	1 092	(323)	769
	6 023	—	6 023	11 375	—	11 375
Secteur Hydrocarbures classiques						
Chiffre d'affaires brut	615	5	620	1 646	11	1 657
Marchandises achetées	352	(15)	337	862	(42)	820
Transport et fluidification	46	20	66	94	53	147
	217	—	217	690	—	690
Secteur Raffinage aux États-Unis						
Chiffre d'affaires brut	6 198	(134)	6 064	12 058	(365)	11 693
Marchandises achetées	5 498	(134)	5 364	10 627	(365)	10 262
	700	—	700	1 431	—	1 431
Secteur Activités non sectorielles et éliminations						
Chiffre d'affaires brut	(2 092)	248	(1 844)	(4 017)	677	(3 340)
Marchandises achetées	(1 757)	287	(1 470)	(3 256)	766	(2 490)
Transport et fluidification	(109)	(98)	(207)	(250)	(232)	(482)
Charges d'exploitation	(185)	59	(126)	(416)	143	(273)
	(41)	—	(41)	(95)	—	(95)
Chiffres consolidés						
Marchandises achetées	5 709	19	5 728	11 501	36	11 537
Transport et fluidification	2 641	(78)	2 563	5 494	(179)	5 315
Marchandises achetées, transport et fluidification¹⁾	8 350	(59)	8 291	16 995	(143)	16 852
Charges d'exploitation	1 541	59	1 600	3 093	143	3 236
	9 891	—	9 891	20 088	—	20 088

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