



Cenovus Energy Inc.

Rapport de gestion (non audité)

Pour les périodes closes le 30 septembre 2024

(en dollars canadiens)

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes closes le 30 septembre 2024

APERÇU DE CENOVUS	3
APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE	4
RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS	7
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	12
PERSPECTIVES	16
SECTEURS À PRÉSENTER	19
SECTEURS EN AMONT	19
SABLES BITUMINEUX	19
HYDROCARBURES CLASSIQUES	24
PRODUCTION EXTRACÔTIÈRE	27
SECTEURS EN AVAL	32
RAFFINAGE AU CANADA	32
RAFFINAGE AUX ÉTATS-UNIS	33
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	36
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	38
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE	43
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	43
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE	44
MISE EN GARDE	44
ABRÉVIATIONS ET DÉFINITIONS	48
MESURES FINANCIÈRES DÉTERMINÉES	49

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus », « nous », « notre », « nos » ou la « société », c'est-à-dire Cenovus Energy Inc., ses filiales, les participations qu'elle ou ses filiales détiennent directement ou indirectement ainsi que les partenariats conclus par elle ou ses filiales), daté du 30 octobre 2024, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 30 septembre 2024 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires »), les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2023 et les notes annexes (les « états financiers consolidés ») et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2023 (le « rapport de gestion annuel »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 30 octobre 2024, sauf indication contraire. Le présent rapport de gestion contient de l'information prospective concernant nos prévisions, estimations, projections et hypothèses actuelles. Pour se renseigner sur les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon significative de cette information prospective ainsi que sur les principales hypothèses sous-jacentes à celle-ci, lire la rubrique « Mise en garde ». La direction de Cenovus (la « direction ») a préparé ce rapport de gestion. Le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») a examiné le rapport de gestion et en a recommandé l'approbation au conseil le 30 octobre 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

Le troisième trimestre a été marqué par une solide performance opérationnelle pour tous nos actifs des secteurs en amont de même que par l'exécution sécuritaire d'activités de révision à plusieurs installations des secteurs en amont et à la raffinerie de Lima du secteur Raffinage aux États-Unis. Le coût des activités de volatilité des marges de craquage sur le marché et la chute des prix du pétrole brut se sont répercutés sur nos résultats financiers comparativement à ceux du deuxième trimestre de 2024.

- **Déroulement sécuritaire et fiable de notre exploitation.** Nous avons assuré le déroulement sécuritaire et fiable de l'exploitation de toutes nos entreprises et avons exécuté des activités de révision en toute sécurité à Christina Lake, à certaines installations du secteur Hydrocarbures classiques et à la raffinerie de Lima. Les activités de révision sont nécessaires pour assurer l'efficacité à long terme de notre exploitation. La sécurité demeure notre priorité absolue.
- **Importants rendements en numéraire pour nos actionnaires.** Nous avons atteint notre cible de dette nette en juillet 2024. Au cours du trimestre, nous avons versé un montant de 1,1 G\$ aux porteurs d'actions ordinaires. Ce montant est composé du rachat de 28,4 millions d'actions ordinaires pour un montant de 732 M\$ dans le cadre de notre offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique ») et du versement de dividendes de base sur les actions ordinaires de 329 M\$. Le 30 octobre 2024, notre conseil d'administration a déclaré un dividende de base au quatrième trimestre de 0,180 \$ par action ordinaire.
- **Présentation de solides résultats financiers.** Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont chiffrés à 2,0 G\$, et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, à 2,5 G\$. Ces diminutions comparativement au deuxième trimestre de 2024 s'expliquent par la chute des prix de référence, compensée par l'augmentation de la production de produits raffinés dans nos secteurs en aval. Le résultat net du trimestre s'est établi à 820 M\$, comparativement à 1,0 G\$ au deuxième trimestre.
- **Maintien d'une forte production en amont.** La production en amont s'est établie à 771,3 milliers de barils d'équivalent de pétrole par jour, en baisse comparativement à 29,5 milliers de barils d'équivalent de pétrole par jour au deuxième trimestre de 2024, en raison d'une importante activité de révision. Nous avons exécuté des activités de révision de façon sécuritaire et dans le respect des échéanciers à Christina Lake et dans notre secteur Hydrocarbures classiques.

- **Amélioration de la production en aval.** La production unitaire de pétrole brut moyenne s'est chiffrée à 642,9 milliers de barils par jour pour le trimestre, ce qui représente une augmentation de 20,2 milliers de barils par jour par rapport au deuxième trimestre. Cette augmentation s'explique essentiellement par le retour à la pleine production de l'usine de valorisation de Lloydminster (l'« usine de valorisation ») après une activité de révision réalisée au deuxième trimestre. En septembre, nous avons entrepris une activité de révision à la raffinerie de Lima. Nous avons été en mesure d'atténuer l'incidence de cette activité de révision en traitant des produits intermédiaires à la raffinerie de Toledo.
- **Avancement des principaux projets dans la région de l'Atlantique.** Les travaux d'entretien des coques dans le cadre du projet de prolongement de la durée d'utilité du navire SeaRose, qui ont commencé au premier trimestre de 2024, ont été achevés en cale sèche. Le navire de production, de stockage et de déchargement (« NPSD ») SeaRose est actuellement en route vers le champ White Rose où auront lieu les activités de raccordement et de mise en service. La production devrait reprendre vers la fin de l'exercice. Le projet West White Rose se poursuit et était achevé à environ 85 % à la fin du 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 93 %, et les éléments mécaniques sont en voie d'être terminés d'ici la fin de l'exercice. Dans le cadre du programme de croissance de Sunrise, nous avons mis en service deux nouveaux puits. La construction du projet d'optimisation de Foster Creek est achevée à environ 43 %. À nos actifs de production de pétrole lourd classique de Lloydminster, notre programme de forages planifiés continue de progresser, et quatre appareils de forage sont actuellement en fonction.

Aperçu des résultats trimestriels

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2024			2023			2022	
	2024	2023	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Volumes de production en amont ¹⁾ (kbep/j)	790,9	768,7	771,3	800,8	800,9	808,6	797,0	729,9	779,0	806,9
Total des intrants traités en aval ^{2), 3)} (kb/j)	670,4	580,4	674,4	652,9	683,8	605,7	691,3	566,9	480,7	491,3
Production unitaire de pétrole brut ²⁾ (kb/j)	640,3	554,1	642,9	622,7	655,2	579,1	664,3	537,8	457,9	473,3
Volumes de production en aval ^{1), 2)} (kb/j)	683,3	589,8	685,2	659,5	702,1	627,4	706,0	571,9	487,7	506,3
Produits des activités ordinaires	42 531	39 070	14 249	14 885	13 397	13 134	14 577	12 231	12 262	14 063
Marge d'exploitation ⁴⁾	8 535	8 871	2 408	2 936	3 191	2 151	4 369	2 400	2 102	2 782
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	7 206	4 442	2 474	2 807	1 925	2 946	2 738	1 990	(286)	2 970
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ⁴⁾	6 563	6 741	1 960	2 361	2 242	2 062	3 447	1 899	1 395	2 346
Par action – de base ⁴⁾ (\$)	3,53	3,55	1,06	1,27	1,20	1,10	1,82	1,00	0,73	1,22
Par action – dilué ⁴⁾ (\$)	3,50	3,48	1,05	1,26	1,19	1,08	1,81	0,98	0,71	1,19
Dépenses d'investissement	3 537	3 128	1 346	1 155	1 036	1 170	1 025	1 002	1 101	1 274
Fonds provenant de l'exploitation disponibles ⁴⁾	3 026	3 613	614	1 206	1 206	892	2 422	897	294	1 072
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles ⁴⁾	1 713	1 995	146	735	832	471	1 989	505	(499)	786
Résultat net	2 996	3 366	820	1 000	1 176	743	1 864	866	636	784
Par action – de base (\$)	1,60	1,76	0,44	0,53	0,62	0,39	0,98	0,45	0,33	0,40
Par action – dilué (\$)	1,59	1,72	0,42	0,53	0,62	0,32	0,97	0,44	0,31	0,39
Total de l'actif	54 680	54 427	54 680	56 000	54 994	53 915	54 427	53 747	54 000	55 869
Total des passifs à long terme	18 692	18 395	18 692	18 945	18 884	18 993	18 395	19 831	19 917	20 259
Dette à long terme, y compris la partie courante	7 199	7 224	7 199	7 275	7 227	7 108	7 224	8 534	8 681	8 691
Dette nette	4 196	5 976	4 196	4 258	4 827	5 060	5 976	6 367	6 632	4 282
Rendement en numéraire pour les porteurs d'actions ordinaires	2 513	2 040	1 061	1 025	427	722	1 225	575	240	807
Actions ordinaires – dividendes de base	925	729	329	334	262	261	264	265	200	201
Dividendes de base par action ordinaire (\$)	0,500	0,385	0,180	0,180	0,140	0,140	0,140	0,140	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	1 337	711	732	440	165	350	361	310	40	387
Versement lié au rachat de bons de souscription	—	600	—	—	—	111	600	—	—	—
Dividendes sur actions privilégiées	27	27	9	9	9	9	—	9	18	—

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 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2024	Variation (%)	2023	2024	Variation (%)	2023
Volumes de production, par secteur¹⁾ (kbep/j)						
Sables bitumineux	587,7	(3)	603,4	604,8	3	589,0
Hydrocarbures classiques	118,1	(7)	127,2	120,5	2	118,5
Production extracôtière	65,5	(1)	66,4	65,6	7	61,2
Total – volumes de production	771,3	(3)	797,0	790,9	3	768,7
Volumes de production, par produit						
Bitume (kb/j)	569,6	(3)	586,0	585,4	3	570,6
Pétrole brut lourd (kb/j)	16,3	4	15,6	17,4	5	16,5
Pétrole brut léger (kb/j)	13,6	(11)	15,2	13,2	(2)	13,5
LGN (kb/j)	31,0	(13)	35,6	32,2	1	31,9
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	844,6	(3)	867,4	855,8	5	818,1
Total – volumes de production (kbep/j)	771,3	(3)	797,0	790,9	3	768,7
Charges d'exploitation unitaires, par secteur²⁾ (\$/bep)						
Sables bitumineux	11,17	(11)	12,56	11,50	(12)	13,09
Hydrocarbures classiques	12,77	3	12,36	12,35	(7)	13,26
Production extracôtière ³⁾	17,97	23	14,66	19,36	11	17,37

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) Renferme une mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion. Les charges d'exploitation unitaires du secteur Production extracôtière tiennent compte de la participation de 40 % de Cenovus dans HCML, qui est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans les états financiers consolidés intermédiaires. Les charges d'exploitation du secteur Production extracôtière, compte non tenu de l'Indonésie, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, se sont établies respectivement à 92 M\$ et à 319 M\$ (respectivement 76 M\$ et 281 M\$ en 2023).

La production totale des secteurs en amont a diminué au troisième trimestre de 2024 comparativement à la période correspondante de 2023 en raison surtout des facteurs suivants :

- les activités de révision réalisées dans nos secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques;
- la cession d'actifs non essentiels dans notre secteur Hydrocarbures classiques aux premier et troisième trimestres de 2024.

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

- le redémarrage de la production du NPSD à Terra Nova en novembre 2023, annulé en partie par la suspension de la production au champ White Rose en décembre 2023 dans le cadre du projet de prolongement de la durée d'utilité du NPSN SeaRose.

En cumul depuis le début de l'exercice, la production en amont a augmenté en raison des facteurs suivants :

- les bons résultats tirés de nos programmes de mise en valeur et de durabilité ainsi que de l'optimisation des puits ayant donné lieu à une augmentation de la production dans notre secteur Sables bitumineux;
- 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 augmentations depuis le début de l'exercice ont été contrebalancées en partie par les diminutions susmentionnées pour le trimestre clos le 30 septembre 2024, comparativement à 2023.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, les charges d'exploitation unitaires des secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques ont diminué comparativement à celles de 2023 en raison de la hausse des volumes de vente. Le secteur Sables bitumineux a également été avantagé par la réduction des coûts du carburant attribuable à la baisse marquée des prix du gaz naturel. Dans l'ensemble, la société a géré les pressions inflationnistes en obtenant des contrats à long terme, en collaborant avec les fournisseurs et en gérant le moment de l'achat d'articles à long délai de livraison.

Sommaire des résultats d'exploitation – Secteurs en aval

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2024	Variation (%)	2023	2024	Variation (%)	2023
Production unitaire de pétrole brut, par secteur (kb/j)						
Raffinage au Canada	99,4	(8)	108,4	85,8	(15)	100,8
Raffinage aux États-Unis	543,5	(2)	555,9	554,5	22	453,3
Total de la production unitaire de pétrole brut	642,9	(3)	664,3	640,3	16	554,1
Volumes de production, par produit¹⁾ (kb/j)						
Essence	259,7	(3)	267,6	273,4	25	218,3
Distillats ²⁾	217,1	3	209,9	216,7	22	178,0
Pétrole brut synthétique	47,3	(11)	53,2	38,4	(20)	47,9
Asphalte	46,1	14	40,4	43,4	25	34,8
Éthanol	5,5	(2)	5,6	5,1	4	4,9
Autres	109,5	(15)	129,3	106,3	—	105,9
Total – volumes de production	685,2	(3)	706,0	683,3	16	589,8
Charges d'exploitation unitaires, par secteur^{3), 4)} (\$/b)						
Raffinage au Canada	14,63	20	12,23	26,65	103	13,10
Raffinage aux États-Unis	14,37	22	11,74	12,89	(13)	14,76

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. Les indicateurs unitaires sont fondés sur le total des intrants traités. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

4) Comprennent les coûts des activités de révision. Dans le secteur Raffinage au Canada, les charges d'exploitation correspondent aux charges associées à l'usine de valorisation de Lloydminster, à la raffinerie de Lloydminster et aux activités liées aux carburants commerciaux.

Au cours du trimestre, nos activités en aval ont subi l'importante incidence d'une activité de révision conjuguée à des interruptions de service non planifiées à nos installations du secteur Raffinage aux États-Unis. L'activité de révision à la raffinerie de Lima a démarré au début septembre 2024. Nous avons été en mesure d'atténuer l'incidence de cette activité de révision en traitant des produits intermédiaires de la raffinerie de Lima à notre raffinerie de Toledo. La raffinerie de Lima a ainsi pu maintenir sa production unitaire de pétrole brut. En juillet, l'usine de valorisation a renoué avec la pleine production, après une activité de révision réalisée au deuxième trimestre de 2024. Ces événements ont occasionné une diminution de la production unitaire totale de pétrole brut et de la production totale de produits raffinés en aval ainsi que l'augmentation des charges d'exploitation, comparativement à 2023.

En cumul depuis le début de l'exercice, la production de pétrole brut totale et la production de produits raffinés ont augmenté comparativement à 2023. L'incidence de l'activité de révision sur la production et la production unitaire de pétrole brut susmentionnées a été contrebalancée par la production durant une période complète des raffineries de Toledo et de Superior. Nous avons acquis la raffinerie de Toledo le 28 février 2023 (l'« acquisition de Toledo ») et augmenté la production de la raffinerie de Superior en 2023.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, les charges d'exploitation unitaires du secteur Raffinage au Canada ont augmenté, comparativement à 2023, en raison surtout de l'activité de révision à l'usine de valorisation. Les charges d'exploitation unitaires du secteur Raffinage aux États-Unis ont diminué en cumul depuis le début de l'exercice, l'augmentation des charges d'exploitation occasionnée par l'activité de révision ayant été plus que compensée par l'augmentation du total des intrants traités.

Sommaire des résultats financiers consolidés

Produits des activités ordinaires

Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2024, les produits des activités ordinaires ont diminué de 2 % par rapport à ceux de la période correspondante de 2023 en raison de la baisse des prix de référence du pétrole brut, du gaz naturel et des produits raffinés conjuguée à la diminution des volumes de vente de nos secteurs en amont.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, les produits des activités ordinaires ont augmenté de 9 % comparativement à ceux de la période correspondante de 2023. Les produits des activités ordinaires des secteurs en amont ont augmenté essentiellement en raison de la réduction de l'écart entre le WTI et le WCS et entre les prix des condensats et le WCS, les prix du WTI étant demeurés relativement stables, et de l'augmentation des volumes de vente. Les produits des activités ordinaires des secteurs en aval ont augmenté principalement en raison de l'augmentation des volumes de vente, annulée en partie par la baisse des prix des produits raffinés.

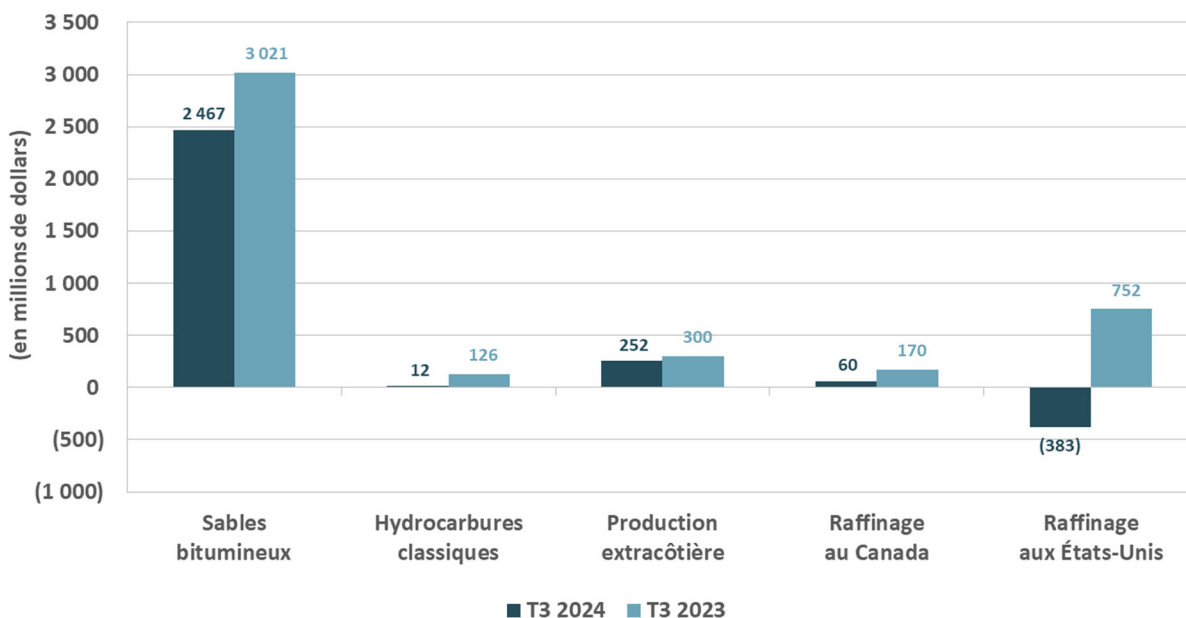
Marge d'exploitation

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Chiffre d'affaires brut				
Ventes externes	15 178	15 712	45 066	41 438
Ventes intersectorielles	2 309	2 729	6 620	6 069
	17 487	18 441	51 686	47 507
Redevances	(929)	(1 135)	(2 535)	(2 368)
Produits des activités ordinaires	16 558	17 306	49 151	45 139
Charges				
Marchandises achetées	9 725	8 847	26 629	22 874
Transport et fluidification	2 661	2 397	8 515	8 194
Charges d'exploitation	1 778	1 692	5 451	5 201
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(14)	1	21	(1)
Marge d'exploitation	2 408	4 369	8 535	8 871

Marge d'exploitation par secteur

Trimestres clos les 30 septembre 2024 et 2023



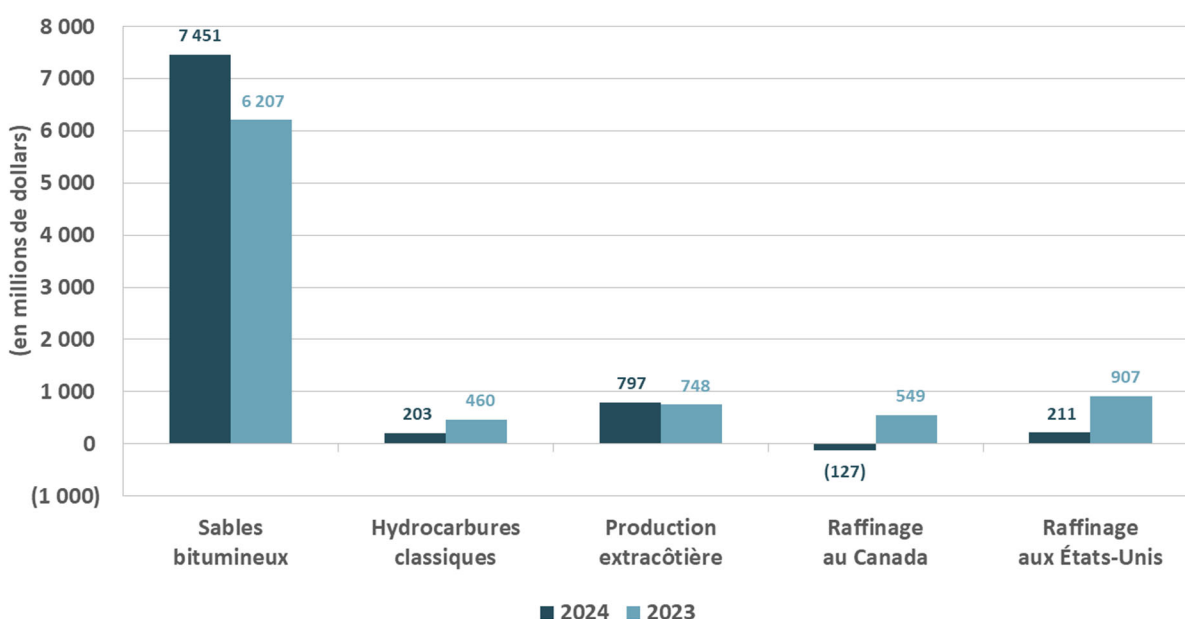
Au troisième trimestre, la marge d'exploitation a diminué considérablement comparativement à celle du trimestre correspondant de 2023, principalement en raison des facteurs suivants :

- la baisse des marges de craquage sur le marché s'étant répercutée sur notre secteur Raffinage aux États-Unis conjuguée à l'effet défavorable du traitement de charges d'alimentation achetées à des prix plus élevés au cours de périodes antérieures, pour nos deux secteurs en aval;
- la baisse des prix de référence du pétrole brut ayant eu une incidence sur notre secteur Sables bitumineux;
- l'augmentation des charges d'exploitation de nos secteurs en aval en raison d'une activité de révision.

Ces diminutions ont été en partie compensées par la baisse des redevances dans notre secteur Sables bitumineux.

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

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2024 et 2023



En cumul depuis le début de l'exercice, la marge d'exploitation a diminué comparativement à celle de 2023 en raison des facteurs susmentionnés conjugués à l'augmentation des redevances dans notre secteur Sables bitumineux, ces facteurs étant compensés en partie par la hausse des prix de référence du pétrole brut de même que par la hausse des volumes de vente de notre secteur Sables bitumineux.

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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 474	2 738	7 206	4 442
(Ajouter) déduire :				
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(74)	(68)	(170)	(157)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	588	(641)	813	(2 142)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	1 960	3 447	6 563	6 741

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2024, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont diminué par rapport à celles de la période correspondante de 2023, en raison essentiellement de la baisse de la marge d'exploitation, contrebalancée en partie par les variations 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 588 M\$ en raison surtout de la diminution des comptes débiteurs et des stocks, ce facteur étant annulé en partie par l'augmentation des comptes créditeurs.

Pour les neuf premiers mois de 2024, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont augmenté, par rapport à celles de la période correspondante de 2023, en raison surtout des variations du fonds de roulement hors trésorerie, contrebalancées en partie par la baisse de la marge d'exploitation. Durant les neuf premiers mois de 2023, les variations du fonds de roulement hors trésorerie tenaient compte du paiement d'un passif d'impôt de 1,2 G\$ durant cette période.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont diminué au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, par rapport aux périodes correspondantes de 2023. La diminution d'un trimestre à l'autre s'explique essentiellement par la baisse de la marge d'exploitation susmentionnée, annulée en partie par la baisse de l'impôt sur le résultat en trésorerie. La diminution d'un exercice à l'autre s'explique essentiellement par la baisse de la marge d'exploitation et par des versements de primes d'intéressement à long terme plus élevés, ces facteurs étant compensés en partie par la diminution de l'impôt sur le résultat en trésorerie et des charges financières nettes ainsi que par la réception d'un produit d'assurance lié à la raffinerie de Toledo.

Résultat net

Le résultat net du trimestre clos le 30 septembre 2024 a diminué de 1,0 G\$ pour s'établir à 820 M\$, comparativement à la période correspondante de 2023, en raison surtout de la diminution de la marge d'exploitation susmentionnée, compensée en partie par la diminution de la charge d'impôt, par un profit de change en 2024 par rapport à une perte en 2023 et par la baisse des frais généraux et frais d'administration. Le résultat net de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 a diminué de 370 M\$ pour s'établir à 3,0 G\$ en raison surtout de la diminution de la marge d'exploitation et de l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement ainsi que des coûts de prospection, ces facteurs étant annulés en partie par des gains sur la cession d'actifs en 2024 et par la réception d'un produit d'assurance.

Dettes nettes

(en millions de dollars)	30 septembre 2024	31 décembre 2023
Emprunts à court terme	101	179
Partie courante de la dette à long terme	180	—
Partie non courante de la dette à long terme	7 019	7 108
Dettes totales	7 300	7 287
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 104)	(2 227)
Dettes nettes	4 196	5 060

La dette à long terme a augmenté de 91 M\$ depuis le 31 décembre 2023, en raison essentiellement de la dépréciation du dollar canadien ayant eu une incidence sur notre dette libellée en dollars américains. La dette nette a diminué de 864 M\$ depuis le 31 décembre 2023, en raison essentiellement des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation de 7,2 G\$, annulées en partie par des dépenses d'investissement de 3,5 G\$, des rendements en numéraire pour les actionnaires de 2,5 G\$ et la dépréciation du dollar canadien susmentionnée. 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 septembre 2024	2023	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2024	2023
Secteurs en amont				
Sables bitumineux	681	590	1 941	1 764
Hydrocarbures classiques	106	100	300	323
Production extracôtière	355	194	809	478
Total en amont	1 142	884	3 050	2 565
Secteurs en aval				
Raffinage au Canada	44	38	145	99
Raffinage aux États-Unis	153	88	320	435
Total en aval	197	126	465	534
Activités non sectorielles et éliminations	7	15	22	29
Total des dépenses d'investissement	1 346	1 025	3 537	3 128

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

Les dépenses d'investissement pour les neuf premiers mois 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.

Activités de forage

30 septembre	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	17	34
Christina Lake	58	53	16	11
Sunrise	40	38	8	15
Production par méthode thermique à Lloydminster	25	8	18	2
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	8	1	23	21
Chine	1	—	—	—
Autres	—	3	—	—
	214	190	82	83

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)	Période de neuf mois close le 30 septembre 2024			Période de neuf mois close le 30 septembre 2023		
	Forés	Achevés	Raccordés	Forés	Achevés	Raccordés
Hydrocarbures classiques	24	24	17	30	29	30

Dans le secteur Production extracôtière, nous avons foré et évalué un puits de prospection en Chine au cours des neuf premiers mois de 2024 (un puits de mise en valeur (0,4 puits nets) 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)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	2024	Variation (%)	2023	T3 2024	T2 2024	T3 2023
Brent daté	82,79	1	82,14	80,18	84,94	86,76
WTI	77,54	—	77,39	75,09	80,57	82,26
Écart Brent daté-WTI	5,25	11	4,75	5,09	4,37	4,50
WCS à Hardisty	62,05	4	59,82	61,54	66,96	69,35
Écart WTI – WCS à Hardisty	15,49	(12)	17,57	13,55	13,61	12,91
WCS à Hardisty (\$ CA/b)	84,45	5	80,47	83,95	91,63	93,06
WCS à Nederland	71,03	3	69,12	68,51	74,69	77,89
Écart WTI – WCS à Nederland	6,51	(21)	8,27	6,58	5,88	4,37
Condensats (CS à Edmonton)	73,71	(4)	76,74	71,19	77,14	77,96
Écart WTI – condensats – prime (escompte)	(3,83)	489	(0,65)	(3,90)	(3,43)	(4,30)
Écart WCS à Hardisty – condensats – prime (escompte)	11,66	(31)	16,92	9,65	10,18	8,61
Condensats (\$ CA/b)	100,28	(3)	103,28	97,10	105,55	104,63
Pétrole synthétique à Edmonton	76,38	(4)	79,93	76,41	83,32	84,95
Écart WTI – pétrole synthétique – prime (escompte)	(1,16)	(146)	2,54	1,32	2,75	2,69
Pétrole synthétique à Edmonton (\$ CA/b)	103,96	(3)	107,56	104,22	114,01	114,01

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)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			T3 2024	T2 2024	T3 2023
	2024	Variation (%)	2023			
Prix des produits raffinés						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	93,62	(9)	102,58	92,29	99,09	105,59
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	100,21	(9)	110,52	96,55	99,80	113,77
Prix de référence – raffinage						
Écart lié à la valorisation ²⁾ (\$ CA/b)	19,40	(27)	26,74	20,26	22,28	20,85
Marges de craquage 3-2-1 à Chicago ³⁾	18,27	(34)	27,83	18,62	18,76	26,06
Marges de craquage 3-2-1 du groupe 3 ³⁾	18,19	(45)	33,36	18,95	18,13	36,96
Numéros d'identification renouvelables (« NIR »)	3,65	(53)	7,80	3,89	3,39	7,42
Prix du gaz naturel						
AECO ⁴⁾ (\$ CA/kpi ³)	1,45	(47)	2,76	0,69	1,18	2,60
NYMEX ⁵⁾ (\$ US/kpi ³)	2,10	(22)	2,69	2,16	1,89	2,55
Taux de change						
Taux moyen \$ US/\$ CA	0,735	(1)	0,743	0,733	0,731	0,746
Taux de clôture \$ US/\$ CA	0,741	—	0,740	0,741	0,731	0,740
Taux moyen yuan/\$ CA	5,293	1	5,229	5,255	5,293	5,402

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) 5A.

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

Prix de référence du pétrole brut et des condensats

Au troisième trimestre de 2024, les prix de référence du pétrole brut, soit le Brent et le WTI, ont diminué par rapport à ceux du deuxième trimestre de 2024. L'OPEP+ a annoncé cet été son intention de commencer à modérer les réductions de production volontaires, et la perspective d'une augmentation de l'offre a pesé sur les prix du pétrole 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 troisième 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 diminué la croissance de l'offre à l'échelle mondiale, ce qui a eu pour conséquence de resserrer 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.

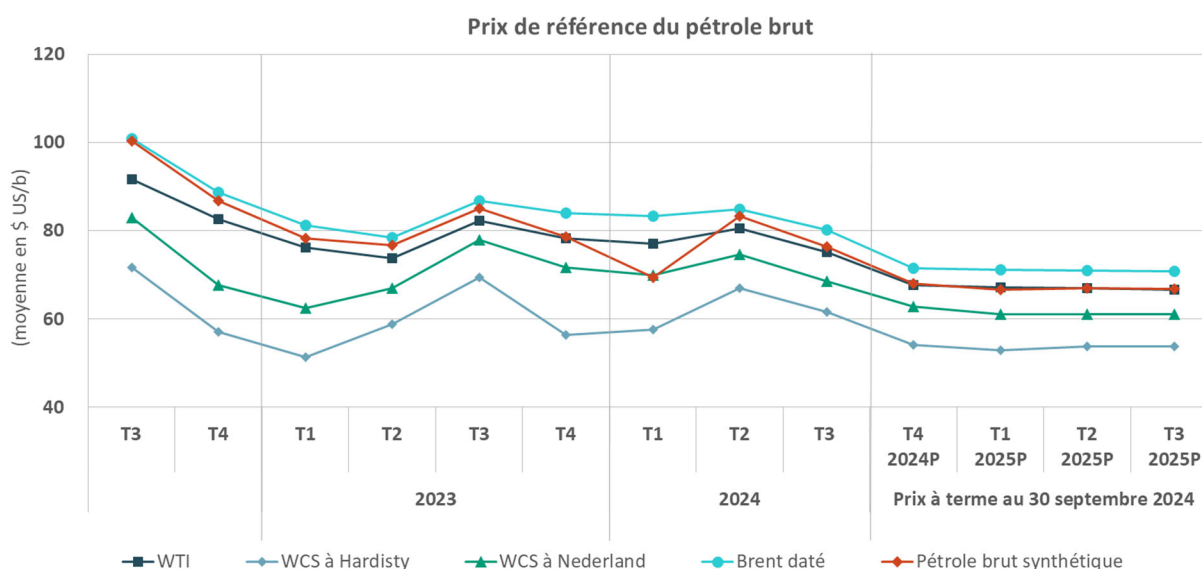
Le prix obtenu pour notre pétrole brut de l'Atlantique et nos LGN de l'Asie-Pacifique est établi essentiellement en fonction du prix du Brent. L'écart entre le Brent et le WTI s'est accentué au troisième trimestre de 2024, comparativement à ce qu'il était au deuxième trimestre de 2024, en raison surtout des tensions géopolitiques au Moyen-Orient et des perturbations de l'offre en Libye ayant eu une plus grande incidence sur les prix du Brent que sur les prix du WTI.

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. La mise en service du projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain (« TMX ») a occasionné la réduction de l'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty au cours du trimestre clos le 30 septembre 2024, comparativement à ce qu'il était au premier et au deuxième trimestre de 2024. L'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty s'est accentué au troisième trimestre de 2024, comparativement à la période correspondante de 2023, en raison de l'incidence de la réduction de production volontaire de l'Arabie saoudite entrée en vigueur en juillet 2023. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, l'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty a diminué, comparativement à ce qu'il était à la période correspondante de 2023, en raison de la mise en service du TMX et de l'accroissement de la demande de pétrole brut lourd à l'échelle mondiale.

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. Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2024, l'écart entre le WTI et le WCS à Nederland s'est accentué, comparativement à ce qu'il était à la période correspondante de 2023 et au deuxième trimestre de 2024, en raison de la concurrence touchant les importations de pétrole brut lourd sur la côte américaine du golfe du Mexique. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, l'écart entre le WTI et le WCS à Nederland a diminué en raison des réductions de production volontaire des membres de l'OPEP+, notamment de l'Arabie saoudite.

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 troisièmes trimestres de 2024 et 2023, le prix du pétrole brut synthétique à Edmonton par rapport au prix du WTI correspondait à une prime. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, l'écart entre le prix du pétrole brut synthétique à Edmonton et le prix du WTI correspondait à un escompte. La faiblesse des prix plus tôt durant l'exercice était 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 pipelinière 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 entre les prix des condensats et le prix WCS 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.

Au cours des trimestres et des périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2024 et 2023, le prix de référence moyen des condensats à Edmonton correspondait à un escompte par rapport au prix du WTI. La faiblesse au cours du trimestre clos le 30 septembre 2024 s'explique essentiellement par des ratios de fluidification des diluants saisonniers moins élevés. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, la faiblesse découle de la faiblesse des prix du pétrole brut léger au premier trimestre de 2024 en Alberta en raison de l'offre excédentaire de pétrole brut léger par rapport à la capacité pipelinière. La faible demande internationale de naphte a également pesé sur les prix en 2024. Une faible demande a pour conséquence de réduire les prix des condensats de la côte américaine du golfe du Mexique qui sont importés au Canada, ce qui se traduit par une baisse des coûts de fluidification.

Prix de référence – raffinage

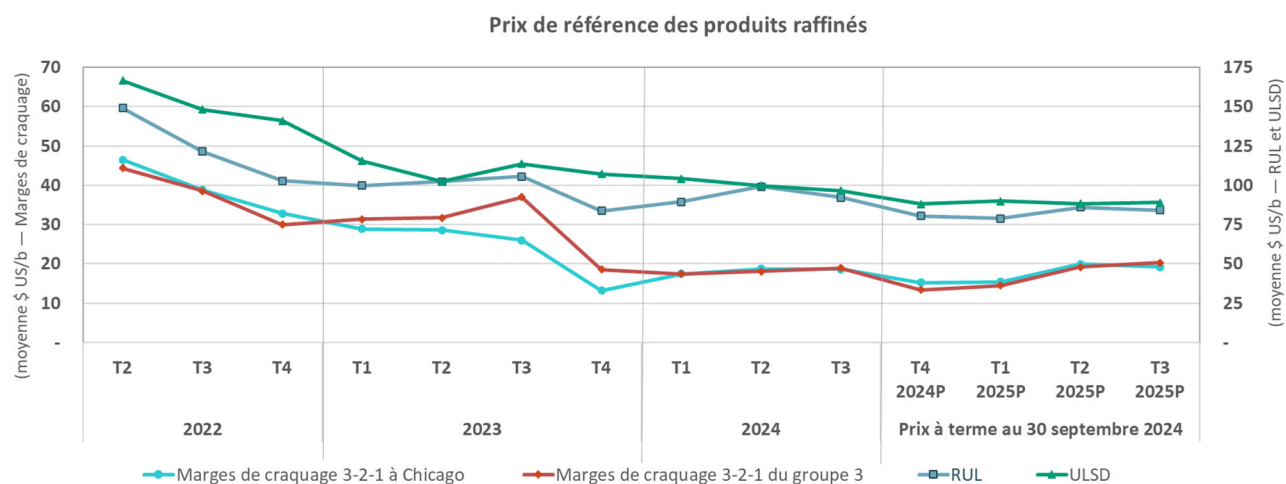
Les prix de référence de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et du diesel à très faible teneur en soufre à Chicago sont représentatifs des prix des produits raffinés sur le marché intérieur et servent à calculer la marge de craquage 3-2-1 sur le marché à Chicago. La marge de craquage 3-2-1 sur le 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 cours du troisième trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, par rapport à ceux des périodes comparatives de 2023, l'augmentation de la capacité mondiale ayant ramené les marges de craquage des raffineries dans la fourchette habituelle. En outre, les raffineries aux États-Unis ont fonctionné à des taux d'utilisation très élevés durant la majeure partie de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, sauf pour certaines interruptions de services non planifiées dans le PADD 2.

Le coût moyen des NIR a également été moins élevé au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison de la baisse des coûts des charges d'alimentation en biocarburants et de l'augmentation de la production 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 ni l'emplacement où les produits sont vendus, mais elles sont utilisées comme indicateur général du marché.



Prix de référence – gaz naturel

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 la production élevée aux États-Unis et dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien ainsi que des températures clémentes durant l'hiver ayant occasionné un surplus de stocks au début de la période d'injection en vue du stockage pour l'été. Les prix du gaz naturel de l'AECO ont diminué davantage par rapport à ceux du NYMEX en raison de la capacité pipelinère 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 des prix de référence en dollars américains. Le raffermissement du dollar canadien en regard du dollar américain a un effet négatif sur les produits des activités ordinaires que nous présentons. Nos produits des activités ordinaires ainsi qu'une grande partie de notre dette à long terme sont libellés en dollars américains. À mesure que le dollar canadien s'affaiblit, notre dette libellée en dollars américains donne lieu à des pertes de change latentes à la conversion en dollars canadiens. De plus, les fluctuations du change ont une incidence sur la conversion de nos établissements aux États-Unis et en Asie-Pacifique.

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 septembre 2024, comparativement au 31 décembre 2023, a donné lieu à des pertes de change latentes lors de la conversion de notre dette libellée en dollars américains.

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

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 septembre 2024, le taux directeur de la Banque du Canada était de 4,25 %. Le 23 octobre 2024, la Banque du Canada a abaissé ce taux de 50 points de base, pour le porter à 3,75 %.

PERSPECTIVES

Prévision des prix des marchandises

Les prix du pétrole brut à l'échelle mondiale ont diminué au troisième trimestre de 2024, comparativement à ceux du deuxième trimestre de 2024, en raison de l'annonce par l'OPEP+ de son intention d'éliminer les réductions de la production qui ont soutenu les prix. La fin des réductions volontaires actuelles a été reportée de septembre 2024 à novembre 2024, et il est prévu que les réductions volontaires soient éliminées graduellement sur une période de 12 mois commençant en décembre 2024. La croissance de l'offre hors OPEP+, provenant surtout des réserves américaines de pétrole de schiste, a été soutenue et devrait se poursuivre jusqu'à la fin 2024 et durant le début de 2025, 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 s'est maintenue, mais elle a été moins prononcée qu'en 2023 en raison d'une croissance de la demande en provenance de Chine moins élevée que prévu, ce qui a également pesé sur les prix. 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, alors que toute amélioration aura pour effet d'entraîner une stabilisation des prix. Étant donné l'augmentation de la production anticipée par l'OPEP+ du fait du ralentissement des réductions de la production et de la capacité de production excédentaire élevée au Moyen-Orient, les tensions géopolitiques n'ont pas une aussi grande incidence sur les prix du pétrole à l'échelle mondiale qu'elles auraient eu dans un marché plus serré.

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.

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, mais on s'attend néanmoins à ce que la demande saisonnière hivernale soutienne les prix du gaz naturel dans une certaine mesure. 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 pétrole 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 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 entre le WTI et le 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, nous prévoyons gérer notre dette nette de 4,0 G\$ et remettre graduellement aux actionnaires la totalité de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles au moyen de rachat d'actions ou du versement de dividendes variables. 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 raccordement de Narrows Lake à Christina Lake ainsi que le projet d'optimisation à Foster Creek et le programme de croissance de Sunrise. En outre, nous travaillons à la mise à niveau de plusieurs systèmes informatiques en 2024. Le projet de prolongement de la durée d'utilité du NPSD SeaRose est un projet important que nous avons achevé en cale sèche. Nous prévoyons continuer de 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 de prendre les mesures nécessaires 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 »).

De plus amples renseignements sur le rendement de Cenovus en matière de sécurité, de réconciliation avec les peuples autochtones, d'inclusion et diversité sont accessibles dans le rapport de responsabilité sociale 2023 de Cenovus, sur notre site Web à l'adresse cenovus.com.

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.

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		

Les dépenses d'investissement totales prévues pour la totalité de l'exercice se situent 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 troisième trimestre de 2024, nous avons :

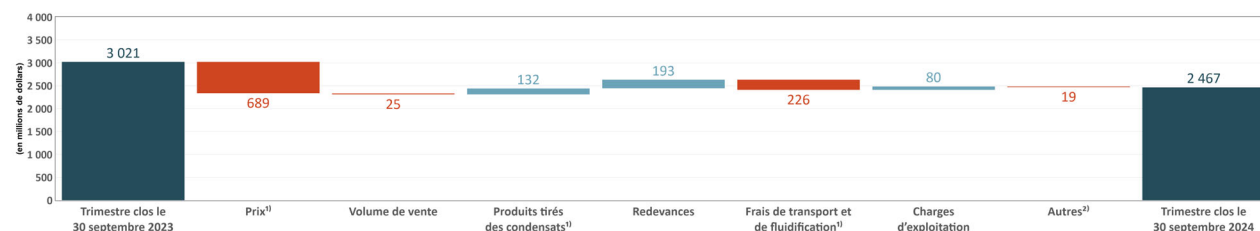
- assuré le déroulement sécuritaire et fiable de notre exploitation, y compris l'exécution sécuritaire de l'activité de révision à Christina Lake, qui s'est terminée en avance;
- produit 585,9 milliers de barils de pétrole brut par jour (601,6 milliers de barils de pétrole brut par jour en 2023);
- mis en service deux nouveaux puits à Sunrise dans le cadre du programme de croissance de Sunrise;
- obtenu de bons résultats de nos programmes de durabilité, de mise en valeur et d'optimisation des puits;
- inscrit une marge d'exploitation de 2,5 G\$, soit une diminution par rapport au troisième trimestre de 2023 attribuable principalement à la baisse des prix de vente réalisés;
- engagé des dépenses d'investissement de 681 M\$, principalement pour les activités de maintien et les projets de croissance;
- enregistré un prix net opérationnel moyen de 45,16 \$ par bep (54,78 \$ par bep en 2023).

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2023	30 septembre	2023
	2024		2024	
Chiffre d'affaires brut				
Ventes externes	5 456	5 645	16 525	15 654
Ventes intersectorielles	1 719	1 926	4 831	4 061
	7 175	7 571	21 356	19 715
Redevances	(889)	(1 082)	(2 400)	(2 218)
Produits des activités ordinaires	6 286	6 489	18 956	17 497
Charges				
Marchandises achetées	629	462	1 321	1 231
Transport et fluidification	2 579	2 324	8 265	7 965
Charges d'exploitation	621	688	1 896	2 101
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(10)	(6)	23	(7)
Marge d'exploitation	2 467	3 021	7 451	6 207
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	(1)	47	(13)	44
Amortissement et épuisement	784	785	2 330	2 230
Coûts de prospection	2	—	6	4
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	(14)	6
Résultat sectoriel	1 682	2 189	5 142	3 923

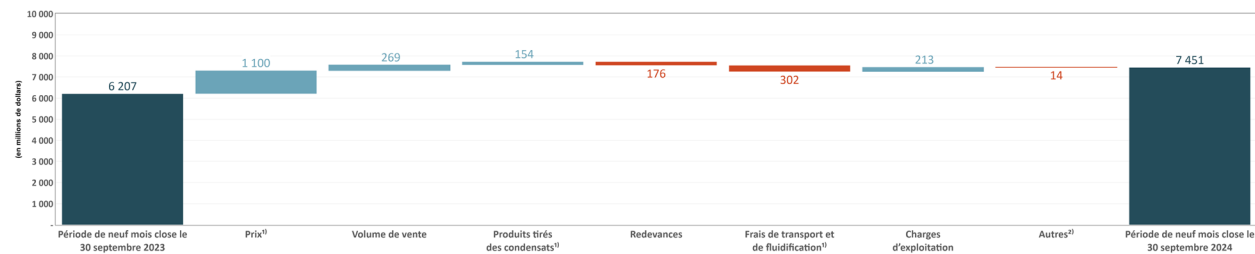
Variation de la marge d'exploitation

Trimestre clos le 30 septembre 2024



- 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.
- 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.

Période de neuf mois close le 30 septembre 2024



- 1) Les produits des activités ordinaires que nous présentons tiennent compte de la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd. Les coûts des condensats sont comptabilisés dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut ne tient pas compte de l'incidence des achats de condensats. La variation du prix tient compte de l'incidence des profits et pertes réalisés au titre de la gestion des risques.
- 2) Comprend les volumes obtenus auprès de tiers ainsi que les activités de construction et les autres activités non liées à la production de pétrole brut, de LGN ou de gaz naturel.

Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Total – volumes de vente¹⁾ (kbp/j)	595,3	597,2	596,3	584,1
Prix de vente réalisé²⁾ (\$/bep)	81,77	94,45	81,01	74,08
Production de pétrole brut, par actif (kb/j)				
Foster Creek	198,0	189,3	196,3	182,1
Christina Lake	211,8	237,6	228,4	236,6
Sunrise	50,4	54,5	48,4	48,6
Production par méthode thermique à Lloydminster	109,4	104,6	112,3	103,3
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	16,3	15,6	17,4	16,5
Total – production de pétrole brut³⁾ (kb/j)	585,9	601,6	602,8	587,1
Gaz naturel ⁴⁾ (Mpi ³ /j)	10,4	10,6	10,9	12,0
Total – production (kbp/j)	587,7	603,4	604,8	589,0
Taux de redevance réel⁵⁾ (%)				
Foster Creek	25,9	23,4	24,0	22,9
Christina Lake	27,7	33,2	26,2	29,8
Sunrise	7,0	5,6	6,2	5,4
Lloydminster ⁶⁾	14,3	8,5	10,9	8,7
Taux de redevance totale réel	22,4	22,6	20,4	21,1
Frais de transport et de fluidification⁷⁾ (\$/bep)	9,18	7,41	8,89	8,16
Charges d'exploitation⁷⁾ (\$/bep)	11,17	12,56	11,50	13,09
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires⁷⁾ (\$/bep)	13,62	12,96	13,53	12,90

- 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) La production tirée des sables bitumineux comprend principalement le bitume, sauf la production de pétrole lourd classique à Lloydminster, soit du pétrole brut lourd.
- 4) Ce type de produit correspond au gaz naturel classique.
- 5) 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.
- 6) Comprend les actifs de production par méthode thermique et les actifs de pétrole lourd classique de Lloydminster.
- 7) 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 diminué au cours du trimestre clos le 30 septembre 2024, comparativement à la période correspondante de 2023, en raison de la baisse des prix de référence du WTI et de l'accroissement de l'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty. Le chiffre d'affaires brut a augmenté au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, comparativement à la période correspondante de 2023, en raison 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 de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, respectivement, environ 38 % et 31 % (environ 25 % en 2023) du total des volumes de pétrole brut ont été vendus hors de l'Alberta. Pour les mêmes périodes, respectivement, nous avons vendu à nos actifs en aval au Canada et aux États-Unis environ 25 % et 20 % des volumes de pétrole brut de notre secteur Sables bitumineux.

Notre prix de vente réalisé a diminué d'un trimestre à l'autre en raison essentiellement de la baisse des prix de référence du WTI et de l'accroissement des écarts entre le WTI et le WCS et entre les prix des condensats et les prix du WCS. L'augmentation du prix de vente réalisé d'un exercice à l'autre s'explique en grande partie par la diminution des écarts entre le WTI et le WCS et entre les prix des condensats et les prix du WCS, les prix du WTI étant demeurés relativement stables.

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

La production de pétrole brut du secteur Sables bitumineux s'est chiffrée respectivement à 585,9 milliers de barils par jour et à 602,8 milliers de barils par jour pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 (respectivement à 601,6 milliers de barils par jour et 587,1 milliers de barils par jour en 2023). La diminution d'un trimestre à l'autre est surtout attribuable à l'activité de révision effectuée sur le projet de Christina Lake en septembre 2024, tandis que l'augmentation d'un exercice à l'autre s'explique essentiellement par les augmentations à nos actifs de Foster Creek et de Lloydminster, annulées en partie par la diminution à Christina Lake susmentionnée.

La production à Foster Creek a augmenté au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Ces augmentations s'expliquent essentiellement par les bons résultats obtenus de nos programmes de mise en valeur et de durabilité ainsi que par l'optimisation des puits, de même que par une activité de révision réalisée au deuxième trimestre de 2023.

La production de Christina Lake a diminué au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Ces diminutions s'expliquent essentiellement par l'activité de révision réalisée en septembre 2024, compensée en partie par les bons résultats obtenus de nos programmes de mise en valeur et de durabilité ainsi que par l'optimisation des puits.

La production de nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster a augmenté au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Ces augmentations s'expliquent essentiellement par les bons résultats obtenus de notre programme de mise en valeur 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 % de la marge d'exploitation. Quant aux redevances relatives à la propriété franche, elles ne s'appliquent qu'aux projets ayant atteint le stade de récupération des coûts et sont fondées sur un taux de 8 %.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, respectivement, les redevances du secteur Sables bitumineux ont été de 889 M\$ et de 2,4 G\$ (respectivement 1,1 G\$ et 2,2 G\$ en 2023). La diminution d'un trimestre à l'autre est principalement attribuable à la baisse des prix réalisés conjuguée à la baisse des volumes de vente. L'augmentation d'un exercice à l'autre s'explique essentiellement par la hausse des prix réalisés conjuguée à la hausse des volumes de vente. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2024, le taux de redevance réel du secteur Sables bitumineux a diminué, comparativement à la période correspondante de 2023, surtout en raison de prix de vente réalisés moins élevés et de la diminution des taux de redevance fondés sur une échelle mobile des projets de sables bitumineux de l'Alberta. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, le taux de redevance réel du secteur Sables bitumineux a diminué, comparativement à la période correspondante de 2023, surtout en raison d'ajustements annuels relatifs aux dépôts de clôture de périodes, contrebalancés en partie par des prix de vente réalisés plus élevés et par l'augmentation des taux de redevance fondés sur une échelle mobile des projets de sables bitumineux de l'Alberta.

Charges

Transport et fluidification

Au troisième semestre de 2024, les frais de fluidification ont augmenté de 132 M\$, comparativement à la période correspondante de 2023, en raison de l'utilisation de condensats d'un prix plus élevé, contrebalancée en partie par la diminution des volumes de vente. Pour les neuf premiers mois de 2024, les frais de fluidification ont augmenté de 149 M\$, comparativement à la période correspondante de 2023, en raison de l'augmentation des volumes de vente.

Les frais de transport ont augmenté pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison de la hausse des volumes de vente exportés vers des destinations hors de l'Alberta, ce qui comprend les frais de transport liés à notre utilisation du TMX ainsi que de l'augmentation des tarifs attribuable à l'augmentation des ventes hors de l'Alberta.

Frais de transport unitaires¹⁾

(\$/bep)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2024	2023	30 septembre 2024	2023
Foster Creek	12,90	10,55	12,58	12,20
Christina Lake	7,63	5,76	6,69	6,46
Sunrise	15,36	12,29	17,41	12,49
Lloydminster ²⁾	3,63	3,29	4,02	3,54
Taux – Sables bitumineux	9,18	7,41	8,89	8,16

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 frais de transport unitaires ont augmenté au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison essentiellement de la hausse des frais de transport susmentionnée.

Les frais de transport unitaires de Foster Creek ont augmenté pour le trimestre clos le 30 septembre 2024, comparativement à la période correspondante de 2023, en raison surtout de la hausse des frais attribuable à l'utilisation accrue du TMX, compensée en partie par la baisse des frais de transport ferroviaire. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, les frais de transport unitaires ont augmenté en raison des facteurs susmentionnés, annulés en partie par l'augmentation des volumes de vente. Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, nous avons expédié hors de l'Alberta respectivement 66 % et 50 % (respectivement 44 % et 46 % en 2023) des volumes vendus.

Les frais de transport unitaires de Christina Lake ont augmenté pour les deux périodes en raison surtout de la hausse des ventes aux États-Unis, de l'augmentation des tarifs et de la baisse des volumes de vente, ces facteurs étant contrebalancés en partie par la baisse des frais de transport ferroviaire. Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, les volumes expédiés aux États-Unis ont augmenté respectivement de 24 % et de 19 % (respectivement 14 % et 17 % en 2023).

Les frais de transport unitaires de Sunrise ont augmenté pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison surtout de la hausse des ventes hors de l'Alberta grâce à l'utilisation du TMX. Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, les ventes hors de l'Alberta ont augmenté pour s'établir respectivement à 88 % et à 92 % (respectivement 51 % et 49 % en 2023). Cette augmentation a été annulée en partie par la hausse des volumes de vente au cours des deux périodes.

Les frais de transport unitaires de Lloydminster ont augmenté au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, essentiellement en raison de la hausse des tarifs pour les ventes hors de l'Alberta. Nous avons expédié respectivement 1 % et 4 % de nos volumes aux États-Unis, tandis qu'aucune vente n'a été réalisée en 2023. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par la hausse des volumes de vente au cours des deux périodes.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation des neuf premiers mois de 2024 ont été les coûts du carburant, des réparations et de la maintenance ainsi que de la main-d'œuvre. 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'AEEO au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Cette diminution a été contrebalancée en partie par l'augmentation des coûts des réparations et de la maintenance et des coûts liés à la conformité en matière de GES. 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 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2024	Variation (%)	2023	2024	Variation (%)	2023
Foster Creek						
Carburant	1,52	(46)	2,83	2,24	(40)	3,76
Autres coûts	7,49	(7)	8,08	7,72	(6)	8,24
Total	9,01	(17)	10,91	9,96	(17)	12,00
Christina Lake						
Carburant	1,41	(51)	2,87	2,05	(35)	3,13
Autres coûts	7,92	23	6,45	6,72	18	5,71
Total	9,33	—	9,32	8,77	(1)	8,84
Sunrise						
Carburant	1,81	(56)	4,13	2,95	(41)	4,98
Autres coûts	11,16	(6)	11,81	11,24	(15)	13,18
Total	12,97	(19)	15,94	14,19	(22)	18,16
Lloydminster²⁾						
Carburant	1,74	(59)	4,25	2,71	(42)	4,69
Autres coûts	15,17	(4)	15,82	14,88	(9)	16,42
Total	16,91	(16)	20,07	17,59	(17)	21,11
Total – Sables bitumineux						
Carburant	1,55	(52)	3,24	2,32	(39)	3,79
Autres coûts	9,62	3	9,32	9,18	(1)	9,30
Total	11,17	(11)	12,56	11,50	(12)	13,09

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 susmentionnée.

Les autres coûts unitaires de Foster Creek ont diminué au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Cette diminution d'un trimestre à l'autre s'explique principalement par la baisse des coûts des réparations et de la maintenance de même que des frais d'électricité, annulée en partie par une hausse des activités de reconditionnement et par la baisse des volumes de vente. La diminution d'un exercice à l'autre s'explique principalement par la hausse des volumes de vente et la baisse des frais d'électricité, annulées en partie par une hausse des activités de reconditionnement et des coûts liés à la conformité en matière de GES.

Les autres coûts unitaires de Christina Lake ont augmenté au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison surtout d'une activité de révision conjuguée à la baisse des volumes de vente.

Les autres coûts unitaires de Sunrise ont diminué au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison surtout de la baisse des frais d'électricité et de l'augmentation des volumes de vente, ces facteurs étant annulés en partie par l'augmentation des coûts des réparations et de la maintenance.

Les autres coûts unitaires de Lloydminster ont diminué au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023. Cette diminution pour les deux périodes s'explique par la hausse des volumes de vente conjuguée à une baisse des coûts des produits chimiques, annulées en partie par l'augmentation des coûts liés à la conformité en matière de GES.

Prix nets opérationnels¹⁾

(\$/bep)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Prix de vente	81,77	94,45	81,01	74,08
Redevances	16,26	19,70	14,68	13,91
Transport et fluidification	9,18	7,41	8,89	8,16
Charges d'exploitation	11,17	12,56	11,50	13,09
Prix net opérationnel	45,16	54,78	45,94	38,92

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 troisième trimestre de 2024, nous avons :

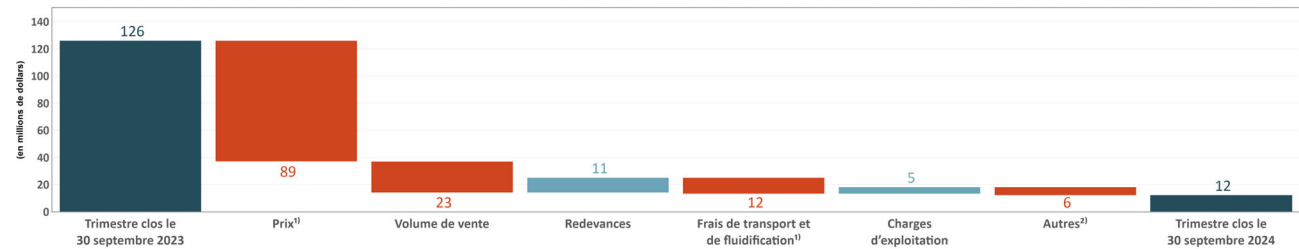
- assuré le déroulement sécuritaire et fiable de notre exploitation, y compris l'exécution sécuritaire d'activités de révision au cours de cette période;
- produit 118,1 milliers de bep par jour (127,2 milliers de bep par jour en 2023);
- dégagé une marge d'exploitation de 12 M\$, soit une diminution de 114 M\$ comparativement au troisième trimestre de 2023, attribuable principalement à la baisse des prix de référence du gaz naturel;
- engagé des dépenses d'investissement de 106 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 1,12 \$ par bep (9,66 \$ par bep en 2023).

Résultats financiers

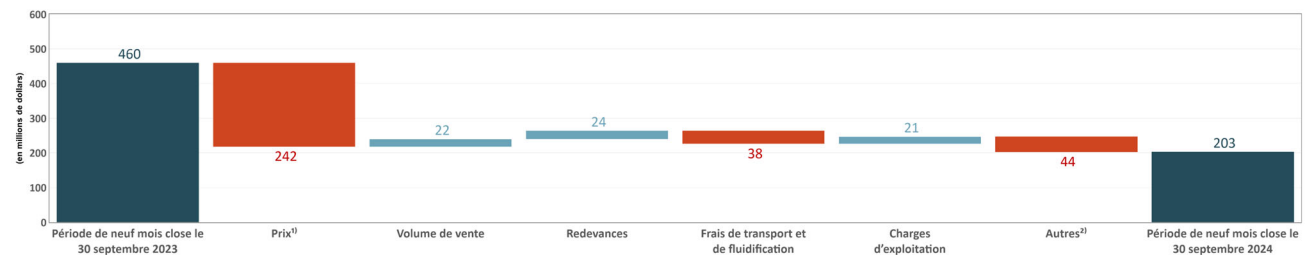
(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Chiffre d'affaires brut				
Ventes externes	225	285	866	1 160
Ventes intersectorielles	488	525	1 417	1 307
	713	810	2 283	2 467
Redevances	(15)	(27)	(61)	(85)
Produits des activités ordinaires	698	783	2 222	2 382
Charges				
Marchandises achetées	459	438	1 353	1 258
Transport et fluidification	80	73	241	220
Charges d'exploitation	147	150	432	444
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	(4)	(7)	—
Marge d'exploitation	12	126	203	460
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	2	7	10	(14)
Amortissement et épuisement	109	104	330	286
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	1	—
Résultat sectoriel	(99)	15	(138)	188

Variation de la marge d'exploitation

Trimestre clos le 30 septembre 2024



Période de neuf mois close le 30 septembre 2024



- 1) La variation du prix tient compte de l'incidence des profits et pertes réalisés au titre de la gestion des risques.
- 2) Représentent la marge d'exploitation des installations de traitement.

Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2024	2023	30 septembre 2024	2023
Total – volumes de vente (kbep/j)	118,1	127,2	120,5	118,5
Prix de vente réalisé¹⁾ (\$/bep)	20,42	28,13	25,18	32,70
Pétrole brut léger (\$/b)	93,68	105,43	93,18	104,19
LGN (\$/b)	53,77	47,74	55,84	47,52
Gaz naturel classique (\$/kpi ³)	1,53	3,05	2,43	4,19
Production, par produit				
Pétrole brut léger (kb/j)	4,6	6,3	5,0	5,8
LGN (kb/j)	21,1	23,9	21,5	21,3
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	554,8	582,1	564,8	548,8
Total – production (kbep/j)	118,1	127,2	120,5	118,5
Production de gaz naturel classique (% du total)	78	76	78	77
Production de pétrole brut et de LGN (% du total)	22	24	22	23
Taux de redevance réel²⁾ (%)	10,7	9,6	10,9	10,7
Frais de transport³⁾ (\$/bep)	5,15	3,82	5,03	3,97
Charges d'exploitation³⁾ (\$/bep)	12,77	12,36	12,35	13,26
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires³⁾ (\$/bep)	9,97	8,82	9,89	8,77

- 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 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, le chiffre d'affaires brut s'est établi respectivement à 713 M\$ et à 2,3 G\$ (810 M\$ et 2,5 G\$, respectivement, en 2023). La diminution d'un trimestre à l'autre est attribuable essentiellement à la baisse des prix de référence et des volumes de vente. La diminution d'un exercice à l'autre est attribuable essentiellement à la baisse des prix de référence, compensée en partie par la hausse 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, les prix de référence de l'AECO ont diminué de 73 % et de 47 %, respectivement, par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2023.

Volumes de production

Les volumes de production ont diminué d'un trimestre à l'autre en raison d'activités de révision et de la cession d'actifs non essentiels en 2024. Les volumes de production ont augmenté d'un exercice à l'autre en raison surtout de la reprise des activités réussie après les feux de forêt de 2023, contrebalancée en partie par la cession d'actifs non essentiels susmentionnée.

Redevances

Les actifs du secteur Hydrocarbures classiques sont assujettis à des régimes de redevances en Alberta et en Colombie-Britannique. Les redevances ont diminué au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, principalement en raison de la baisse des prix de référence du gaz naturel et de la cession d'actifs non essentiels susmentionnée.

Charges

Transport

Nos frais de transport correspondent aux coûts que nous engageons pour acheminer le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel du lieu de leur production jusqu'à l'endroit où les produits sont vendus. Les frais de transport et les frais de transport unitaires ont augmenté au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison essentiellement de la hausse des tarifs.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation des neuf premiers mois 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, les charges d'exploitation totales ont diminué, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, en raison surtout de la cession d'actifs non essentiels et de la diminution des frais d'électricité, ces facteurs étant annulés en partie par l'augmentation des coûts des réparations et de la maintenance découlant d'une activité de révision réalisée au cours du trimestre. Les charges d'exploitation unitaires ont augmenté pour le trimestre clos le 30 septembre 2024, comparativement à la période correspondante de 2023, en raison surtout de la baisse des volumes de vente, annulée en partie par les facteurs susmentionnés. Les charges d'exploitation unitaires ont diminué pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, comparativement à la période correspondante de 2023, en raison des facteurs susmentionnés et de la hausse des volumes de vente.

Prix nets opérationnels¹⁾

(\$/bep)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2024	2023	30 septembre 2024	2023
Prix de vente	20,42	28,13	25,18	32,70
Redevances	1,38	2,29	1,86	2,64
Transport et fluidification	5,15	3,82	5,03	3,97
Charges d'exploitation	12,77	12,36	12,35	13,26
Prix net opérationnel	1,12	9,66	5,94	12,83

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

Production extracôtière

Au troisième trimestre de 2024, nous avons :

- assuré le déroulement sécuritaire et fiable de notre exploitation;
- produit 65,5 milliers de bep par jour de pétrole brut léger, de LGN et de gaz naturel (66,4 milliers de bep par jour en 2023);
- dégagé une marge d'exploitation de 252 M\$, soit une diminution de 48 M\$ comparativement au troisième trimestre de 2023, attribuable principalement à la baisse des volumes de vente;
- enregistré un prix net opérationnel moyen de 53,20 \$ par bep (57,87 \$ par bep en 2023);
- engagé des dépenses d'investissement de 355 M\$ liées surtout à l'avancement du projet West White Rose et du projet de prolongement de la durée d'utilité du NPSD SeaRose.

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 travaux d'entretien des coques, qui ont commencé au premier trimestre de 2024, ont été achevés en cale sèche. Le NPSD SeaRose est actuellement en route vers le champ White Rose où auront lieu les activités de raccordement et de mise en service. La production devrait reprendre vers la fin de l'exercice.

Le projet West White Rose se poursuit et était achevé à environ 85 % au 30 septembre 2024. Depuis notre décision de redémarrer le projet en 2022, notre investissement se chiffre à environ 1,3 G\$. Le démarrage de la production est prévu pour 2026.

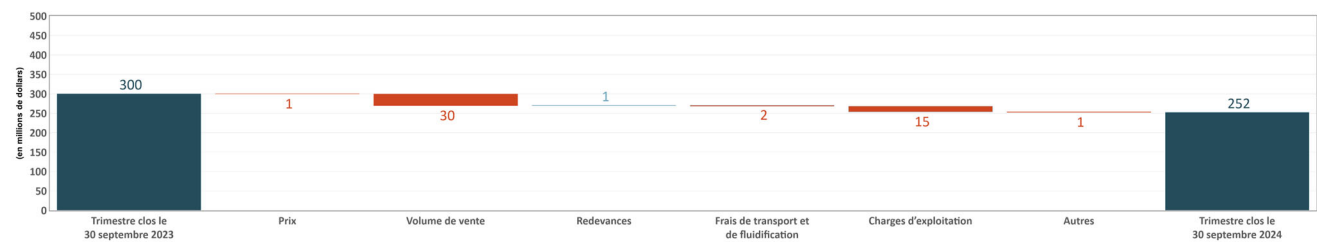
Résultats financiers

	Trimestres clos les 30 septembre					
	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	71	300	371	78	324	402
Ventes intersectorielles	—	—	—	—	—	—
	71	300	371	78	324	402
Redevances	(1)	(24)	(25)	(2)	(24)	(26)
Produits des activités ordinaires	70	276	346	76	300	376
Charges						
Transport et fluidification	2	—	2	—	—	—
Charges d'exploitation	58	34	92	47	29	76
Marge d'exploitation¹⁾	10	242	252	29	271	300
Amortissement et épuisement			134			130
Coûts de prospection			42			2
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			(11)			(11)
Résultat sectoriel			87			179

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

Variation de la marge d'exploitation

Trimestre clos le 30 septembre 2024



Résultats financiers

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	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	264	935	1 199	232	871	1 103
Ventes intersectorielles	—	—	—	—	—	—
	264	935	1 199	232	871	1 103
Redevances	(2)	(72)	(74)	(11)	(54)	(65)
Produits des activités ordinaires	262	863	1 125	221	817	1 038
Charges						
Transport et fluidification	9	—	9	9	—	9
Charges d'exploitation	225	94	319	190	91	281
Marge d'exploitation¹⁾	28	769	797	22	726	748
Amortissement et épuisement			421			349
Coûts de prospection			50			6
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			(34)			(29)
Résultat sectoriel			360			422

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

Variation de la marge d'exploitation

Période de neuf mois close le 30 septembre 2024



Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2023	30 septembre	2023
	2024		2024	
Volumes de vente				
Région de l'Atlantique (kb/j)	7,2	7,8	8,6	7,8
Région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)				
Chine	40,5	43,8	42,6	39,4
Indonésie ¹⁾	16,0	13,7	14,8	14,1
Total – Région de l'Asie-Pacifique	56,5	57,5	57,4	53,5
Total – volumes de vente (kbep/j)	63,7	65,3	66,0	61,3
Prix de vente réalisé^{1), 2)} (\$/bep)	77,28	79,27	78,95	79,42
Région de l'Atlantique – Pétrole brut léger (\$/b)	106,56	107,99	111,21	108,48
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾ (\$/bep)	73,55	75,38	74,09	75,18
LGN (\$/b)	98,35	101,97	99,15	95,36
Gaz naturel classique (\$/kpi ³⁾)	11,37	11,43	11,39	11,70
Production, par produit				
Région de l'Atlantique – Pétrole brut léger (kb/j)	9,0	8,9	8,2	7,7
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾				
LGN (kb/j)	9,9	11,7	10,7	10,6
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	279,4	274,7	280,1	257,3
Total – Région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)	56,5	57,5	57,4	53,5
Total – production (kbep/j)	65,5	66,4	65,6	61,2
Taux de redevance réel³⁾ (%)				
Région de l'Atlantique	1,0	2,4	0,6	4,6
Région de l'Asie-Pacifique ¹⁾	8,7	9,8	8,6	10,0
Charges d'exploitation²⁾ (\$/bep)	17,97	14,66	19,36	17,37
Région de l'Atlantique ⁴⁾	88,40	65,91	93,74	78,61
Région de l'Asie-Pacifique ^{1), 2)}	8,98	7,73	8,15	8,42
Charges d'épuisement et d'amortissement unitaires⁴⁾ (\$/bep)	22,16	26,29	22,51	26,00

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.

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 clos le 30 septembre 2024, le chiffre d'affaires brut a diminué, comparativement à celui de la période correspondante de 2023, en raison de la baisse des volumes de vente et du prix de vente réalisé attribuable à la baisse du prix de référence du Brent. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, le chiffre d'affaires brut a augmenté, comparativement à celui de la période correspondante de 2023, en raison de la hausse des volumes de vente.

Prix

Notre prix de vente réalisé pour le pétrole brut léger dans la région de l'Atlantique a diminué au cours du trimestre clos le 30 septembre 2024, comparativement à la période correspondante de 2023, principalement en raison de la baisse du prix de référence du Brent. Notre prix de vente réalisé pour le pétrole brut léger dans la région de l'Atlantique a augmenté au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, comparativement à la période correspondante de 2023, en raison d'une légère hausse du prix de référence du Brent. Les prix que nous recevons pour le gaz naturel vendu en Asie-Pacifique sont fixés par des contrats à long terme.

Volumes de production

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2024, la production dans la région de l'Atlantique est demeurée relativement stable comparativement à celle de la période correspondante de 2023. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, la production dans la région de l'Atlantique a augmenté, comparativement à celle de la période correspondante 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 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.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2024, la production en Asie-Pacifique a diminué, comparativement à celle de la période correspondante de 2023, en raison de travaux de maintenance planifiés en Chine, contrebalancés en partie par l'augmentation de la production de gaz au champ MAC en Indonésie. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, la production en Asie-Pacifique a augmenté comparativement à celle de la période correspondante de 2023 en raison de l'interruption de service temporaire non planifiée au deuxième trimestre de 2023 liée au débranchement du câble ombilical par le navire d'un tiers et de la production du champ MAC susmentionnée.

Redevances

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, les redevances dans la région de l'Atlantique se sont établies respectivement à 1 M\$ et à 2 M\$ (2 M\$ et 11 M\$, respectivement, en 2023). Les redevances d'un exercice à l'autre ont diminué en raison de la baisse des taux de redevance conjuguée à un crédit reçu au deuxième trimestre de 2024 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 en Asie-Pacifique pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 a diminué comparativement à celui des périodes correspondantes de 2023. La diminution d'un trimestre à l'autre est principalement attribuable à la baisse des volumes de vente en Chine. 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.

Charges

Transport

Les frais de transport comprennent le coût du transport du pétrole brut du NPSD à Terra Nova et du NPSD SeaRose jusqu'aux terminaux terrestres au moyen de navires pétroliers ainsi que les frais de stockage. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, les frais de transport se sont chiffrés respectivement à 2 M\$ et à 9 M\$ (néant et 9 M\$, respectivement, en 2023).

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation dans la région de l'Atlantique pour les neuf premiers mois 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. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, les charges d'exploitation ont augmenté comparativement à celles des périodes correspondantes de 2023. Ces augmentations s'expliquent essentiellement par l'augmentation des coûts des réparations et de la maintenance. L'augmentation d'un exercice à l'autre a également subi l'incidence de coûts plus élevés liés aux navires et aux services aériens, ce facteur étant annulé en partie par les coûts liés au redémarrage du projet West White Rose au cours des neuf premiers mois de 2023. Les charges d'exploitation unitaires ont augmenté au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, surtout en raison des facteurs susmentionnés.

Les principales composantes de nos charges d'exploitation en Chine pour les neuf premiers mois 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 clos le 30 septembre 2024, les charges d'exploitation et les charges d'exploitation unitaires ont augmenté comparativement à celle de la période correspondante de 2023, raison surtout de la hausse des coûts des réparations et de la maintenance. Les charges d'exploitation unitaires ont également augmenté en raison de la baisse des volumes des ventes. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, les charges d'exploitation se sont accrues en raison surtout de la hausse des primes d'assurance et des coûts de la main-d'œuvre, partiellement contrebalancée par la baisse des coûts des réparations et de la maintenance. Les charges d'exploitation unitaires ont diminué, comparativement à celles de la période correspondante de 2023, en raison de la hausse des volumes de vente, contrebalancée en partie par l'augmentation des charges d'exploitation.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2024, les charges d'exploitation unitaires en Indonésie ont diminué, comparativement à celles de la période correspondante de 2023, en raison de la hausse des volumes de vente, contrebalancée en partie par la hausse des charges d'exploitation découlant de l'exploitation du champ MAC, qui fonctionnait à pleine capacité au troisième trimestre de 2023. Les charges d'exploitation unitaires sont demeurées relativement stables durant la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, comparativement à celles de la période correspondante de 2023.

Prix nets opérationnels¹⁾

(\$/bep, sauf indication contraire)	Trimestre clos le 30 septembre 2024			
	Région de l'Atlantique (\$/b)	Chine	Indonésie	Total – production extracôtière ²⁾
Prix de vente	106,56	80,52	55,93	77,28
Redevances	1,03	6,31	6,54	5,77
Transport et fluidification	3,00	—	—	0,34
Charges d'exploitation	88,40	8,20	10,95	17,97
Prix net opérationnel	14,13	66,01	38,44	53,20

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

(\$/bep, sauf indication contraire)	Période de neuf mois close le 30 septembre 2024			
	Région de l'Atlantique (\$/b)	Chine	Indonésie	Total – production extracôtière ²⁾
Prix de vente	111,21	80,22	56,47	78,95
Redevances	0,65	6,17	6,94	5,62
Transport et fluidification	3,70	—	—	0,48
Charges d'exploitation	93,74	7,22	10,83	19,36
Prix net opérationnel	13,12	66,83	38,70	53,49

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

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 troisième trimestre de 2024, nous avons :

- assuré le déroulement sécuritaire et fiable de notre exploitation;
- rétabli la pleine production à l'usine de valorisation après l'activité de révision du deuxième trimestre;
- enregistré une production unitaire de pétrole brut de 99,4 milliers de barils par jour et atteint un taux d'utilisation unitaire du pétrole brut de 92 % (108,4 milliers de barils par jour et 100 %, respectivement, en 2023);
- dégagé une marge d'exploitation de 60 M\$ (170 M\$ en 2023);
- engagé des dépenses d'investissement de 44 M\$.

Résultats financiers

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2024	2023	30 septembre 2024	2023
Chiffre d'affaires brut				
Ventes externes	1 482	1 544	3 682	3 997
Ventes intersectorielles	98	261	365	679
Produits des activités ordinaires	1 580	1 805	4 047	4 676
Marchandises achetées	1 353	1 480	3 415	3 656
Marge brute¹⁾	227	325	632	1 020
Charges				
Charges d'exploitation	167	155	759	471
Marge d'exploitation	60	170	(127)	549
Amortissement et épuisement	49	50	147	136
Résultat sectoriel	11	120	(274)	413

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		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2024	2023	30 septembre 2024	2023
Capacité opérationnelle¹⁾ (kb/j)	108,0	108,0	108,0	108,0
Total des intrants traités (kb/j)	106,4	114,7	91,4	107,7
Production unitaire de pétrole brut (kb/j)	99,4	108,4	85,8	100,8
Taux d'utilisation unitaire de pétrole brut²⁾ (%)	92	100	79	93
Production totale (kb/j)	113,6	122,4	98,0	114,6
Pétrole brut synthétique	47,3	53,2	38,4	47,9
Asphalte	16,5	15,7	15,4	15,6
Diesel	11,8	13,8	10,0	12,8
Autres	32,5	34,1	29,1	33,4
Éthanol	5,5	5,6	5,1	4,9
Marge de raffinage³⁾ (\$/b)	20,63	27,57	22,42	31,31

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 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.

3) Renferme une mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion. Les produits des activités ordinaires tirés de l'usine de valorisation, des activités liées à carburants commerciaux et de la raffinerie de Lloydminster pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024 se sont établis respectivement à 1,5 G\$ et 3,8 G\$ (1,7 G\$ et 4,4 G\$, respectivement, en 2023).

Dans l'ensemble, nos actifs du secteur Raffinage au Canada ont été exploités de façon sécuritaire durant la période de neuf mois close le 30 septembre 2024. La production unitaire de pétrole brut a diminué au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement à celle des périodes correspondantes de 2023, en raison surtout de l'activité de révision exécutée à l'usine de valorisation du 8 mai au 4 juillet 2024 et du retour à la pleine production qui a suivi.

Produits des activités ordinaires, marge brute et marge de raffinage

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 de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, respectivement, environ 14 % et 11 % du total des volumes de pétrole brut de notre secteur Sables bitumineux ont été vendus à notre secteur Raffinage au Canada (15 % et 14 %, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023).

Les produits des activités ordinaires ont diminué, comparativement à ceux de 2023, en raison de la baisse des prix de référence du pétrole brut synthétique et du diesel conjuguée à la diminution de production de produits raffinés.

La marge brute et la marge de raffinage ont diminué au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, comparativement aux périodes correspondantes de 2023, principalement en raison de la diminution de la baisse des prix de référence du pétrole brut synthétique et du diesel et de la production de produits raffinés susmentionnées. La marge brute et la marge de raffinage du trimestre ont également subi l'incidence défavorable du traitement de charges d'alimentation achetées à des prix plus élevés au cours de périodes antérieures. En cumul depuis le début de l'exercice, ces diminutions ont été compensées en partie par les coûts moins élevés des charges d'alimentation.

Charges d'exploitation

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2024	2023	30 septembre 2024	2023
Charges d'exploitation – valorisation et raffinage¹⁾	143	129	667	385
Charges d'exploitation – coûts des activités de révision	24	1	250	1
Charges d'exploitation unitaires^{1), 2)} (\$/b)	14,63	12,23	26,65	13,10
Charges d'exploitation unitaires – coûts des activités de révision ²⁾	2,41	0,12	9,98	0,06

1) Comprend les coûts liés aux activités de révision. 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. Les indicateurs unitaires sont fondés sur le total des intrants traités. La variation des indicateurs de périodes antérieures est présentée de nouveau. 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 de la main-d'œuvre et les coûts des réparations et de la maintenance.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, les charges d'exploitation ont augmenté, comparativement à celles des périodes correspondantes de 2023, en raison surtout de la hausse des coûts associés à l'activité de révision réalisée à l'usine de valorisation. L'augmentation des charges d'exploitation, conjuguée à la diminution du total des intrants traités, a donné lieu à une augmentation des charges d'exploitation unitaires comparativement à celles des périodes correspondantes de 2023.

Raffinage aux États-Unis

Au troisième trimestre de 2024, nous avons :

- assuré le déroulement sécuritaire de notre exploitation;
- entrepris une importante activité de révision à la raffinerie de Lima qui a été achevée en toute sécurité à la fin d'octobre;
- enregistré une production unitaire de pétrole brut de 543,5 milliers de barils par jour (555,9 milliers de barils par jour en 2023) et atteint un taux d'utilisation unitaire du pétrole brut de 89 % (91 % en 2023);
- enregistré une marge d'exploitation négative de 383 M\$ attribuable en grande partie à la diminution des marges de craquage sur le marché, à l'effet défavorable du traitement de charges d'alimentation achetées à des prix plus élevés au cours de périodes antérieure, à la hausse des charges d'exploitation et à des enjeux de fiabilité à nos actifs exploités et non exploités;
- engagé des dépenses d'investissement de 153 M\$ concentrées surtout sur les activités de maintien pour nos projets liés à la fiabilité à nos actifs exploités et non exploités.

Résultats financiers

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2024	2023	30 septembre 2024	2023
Chiffre d'affaires brut				
Ventes externes	7 644	7 836	22 794	19 524
Ventes intersectorielles	4	17	7	22
Produits des activités ordinaires	7 648	7 853	22 801	19 546
Marchandises achetées	7 284	6 467	20 540	16 729
Marge brute¹⁾	364	1 386	2 261	2 817
Charges				
Charges d'exploitation	751	623	2 045	1 904
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(4)	11	5	6
Marge d'exploitation	(383)	752	211	907
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	5	(2)	3	(13)
Amortissement et épuisement	115	109	338	314
Résultat sectoriel	(503)	645	(130)	606

1) 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		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2024	2023	30 septembre 2024	2023
Capacité opérationnelle (kb/j)	612,3	612,3	612,3	612,3
Total des intrants traités (kb/j)	568,0	576,6	579,0	472,7
Production unitaire de pétrole brut (kb/j)				
Pétrole brut lourd	543,5	555,9	554,5	453,3
Pétrole brut moyen ou léger	215,7	210,6	219,9	165,4
	327,8	345,3	334,6	287,9
Taux d'utilisation unitaire de pétrole brut^{1), 2)} (%)	89	91	91	78
Production totale (kb/j)	571,6	583,6	585,3	475,2
Essence	259,7	267,6	273,4	218,3
Distillats ³⁾	205,3	196,1	206,7	165,2
Asphalte	29,6	24,7	28,0	19,2
Autres	77,0	95,2	77,2	72,5
Marge de raffinage⁴⁾ (\$/b)	6,97	26,13	14,25	21,83
Marge de craquage moyenne pondérée, déduction faite des NIR⁵⁾ (\$ US/b)	14,79	20,75	14,60	21,13
Marge de craquage moyenne pondérée, déduction faite des NIR⁵⁾ (\$ CA/b)	20,18	27,81	19,87	28,44
Capture du marché^{2), 4), 6)} (%)	35	94	72	77

1) 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.

2) 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.

3) Comprend le diesel et le carburéacteur.

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.

5) 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.

6) 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.

Au troisième trimestre de 2024, nous avons entrepris une importante activité de révision à la raffinerie de Lima. Cette activité de révision a démarré au début de septembre, et a pris fin à la fin d'octobre. Cette activité de révision a eu pour conséquence de réduire la production unitaire de pétrole brut et la production de produits raffinés et d'augmenter les charges d'exploitation pour le trimestre, comparativement à la période correspondante de 2023. Nous avons été en mesure d'atténuer l'incidence sur la production de l'activité de révision à la raffinerie de Lima en traitant des produits intermédiaires à notre raffinerie de Toledo, ce qui a permis de maintenir la production unitaire de pétrole brut de la raffinerie de Lima.

La production unitaire de pétrole brut et la production de produits raffinés ont également été touchées par des interruptions de service non planifiées à nos raffineries.

En cumul depuis le début de l'exercice, la production unitaire de pétrole brut et la production de produits raffinés du secteur Raffinage aux États-Unis ont augmenté comparativement à celles de la période correspondante de 2023, ce qui est surtout attribuable à la pleine exploitation découlant de l'acquisition de Toledo et au redémarrage de la raffinerie de Superior en 2023. Cette augmentation a été annulée en partie par les facteurs susmentionnés.

Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires ont diminué au troisième trimestre de 2024, par rapport à la période correspondante de 2023, en raison surtout de la baisse de 13 % à 15 % des prix de référence de l'essence et du diesel.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, les produits des activités ordinaires ont augmenté de 3,3 G\$, comparativement à ceux de la période correspondante de 2023, en raison de l'augmentation des volumes de vente, annulée en partie par la baisse des prix des produits raffinés. Les prix de référence moyens pour l'essence et le diesel ont diminué de 9 % par rapport à ceux de la période correspondante de 2023.

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 ni l'emplacement où les produits sont vendus, 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.

La marge brute a diminué au trimestre clos le 30 septembre 2024, comparativement à celle de la période correspondante de 2023, en raison surtout de la diminution des marges de craquage sur le marché conjuguée à l'effet défavorable du traitement de charges d'alimentation achetées à des prix plus élevés au cours de périodes antérieures. Les marges de craquage 3-2-1 à Chicago ont diminué de 29 % et les marges de craquage du groupe 3 ont diminué de 49 %, comparativement à celles de la période correspondante de 2023. La diminution de la marge brute a été compensée en partie par l'accroissement de l'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty. Ces facteurs, légèrement contrebalancés par la diminution du total des intrants traités comparativement à ceux de la période correspondante de 2023, ont également eu une incidence sur notre marge de raffinage.

La marge brute a diminué pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 en raison surtout des facteurs énoncés ci-dessus ainsi que de la diminution de l'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty. Les marges de craquage 3-2-1 à Chicago ont diminué de 34 % et les marges de craquage du groupe 3 ont diminué de 45 %, comparativement à celles de la période correspondante de 2023. Ces facteurs, conjugués à l'augmentation du total des intrants traités, ont également eu une incidence sur notre marge de raffinage.

La capture du marché correspond à la marge de raffinage, calculée selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti, générée en pourcentage de la marge de craquage sur le marché moyenne pondérée, déduction faite des NIR. Les marges de craquage 3-2-1 à Chicago et du groupe 3 sont utilisées pour calculer la capture du marché, puisqu'elles sont pertinentes pour nos actifs de raffinage, et une pondération plus importante est accordée aux marges de craquage 3-2-1 à Chicago.

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, la capture du marché a diminué comparativement à celle de la période correspondante de 2023. Cette diminution s'explique essentiellement par l'effet défavorable du traitement de charges d'alimentation achetées à des prix plus élevés au cours de périodes antérieures. En cumul depuis le début de l'exercice, la capture du marché a également subi l'incidence de la diminution de l'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty susmentionnée.

Charges d'exploitation

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2024	2023	30 septembre 2024	2023
Charges d'exploitation¹⁾	751	623	2 045	1 904
Charges d'exploitation – coûts des activités de révision	85	23	177	65
Charges d'exploitation unitaires^{1), 2)} (\$/b)	14,37	11,74	12,89	14,76
Charges d'exploitation unitaires – coûts des activités de révision ²⁾	1,63	0,43	1,12	0,51

1) Les charges d'exploitation comprennent le coût des activités de révision.

2) Mesure financière déterminée. 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, les charges d'exploitation ont augmenté en raison essentiellement des activités de révision. En cumul depuis le début de l'exercice, les charges d'exploitation ont augmenté essentiellement en raison de l'acquisition de Toledo, contrebalancée en partie par la diminution des coûts des réparations et de la maintenance.

Les charges d'exploitation unitaires ont augmenté au cours du trimestre clos le 30 septembre 2024 en raison surtout de l'augmentation des charges d'exploitation susmentionnée conjuguée à une baisse du total des intrants traités. Les charges d'exploitation unitaires ont diminué au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, comparativement à la période correspondante de 2023, en raison surtout d'une hausse du total des intrants traités, contrebalancée en partie par l'augmentation des charges d'exploitation mentionnée ci-dessus.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2024	2023	30 septembre 2024	2023
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(13)	(1)	(10)	2
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	1	20	31	71
Frais généraux et frais d'administration	172	292	593	617
Charges financières, montant net ¹⁾	118	73	394	393
Coûts d'intégration, coûts de transaction et autres coûts	41	12	113	49
(Profit) perte de change, montant net	(73)	133	81	7
(Profit) perte à la sortie d'actifs ¹⁾	(17)	—	(121)	22
Réévaluation des paiements conditionnels	—	67	30	83
Autres (produits) charges, montant net	(28)	(22)	(158)	(42)

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

Pour les neuf premiers mois de 2024, les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été les coûts des primes d'intéressement à long terme, de la main-d'œuvre et des technologies de l'information. Les frais généraux et frais d'administration comprennent un recouvrement de 12 M\$ au titre de la rémunération à base d'actions hors trésorerie au troisième trimestre de 2024 (coûts de 151 M\$ en 2023) ainsi que des coûts de 123 M\$ (196 M\$ en 2023) en cumul depuis le début de l'exercice.

Charges financières, montant net

Les charges financières ont été plus élevées comparativement à celles de 2023 en raison surtout d'un escompte au remboursement d'un montant de 84 M\$ sur la dette à long terme comptabilisé au troisième trimestre de 2023, contrebalancé en partie par la diminution de la charge d'intérêts sur la dette à long terme en 2024. Se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur la dette à long terme.

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, le taux d'intérêt moyen pondéré annualisé sur l'encours de la dette s'est établi à 4,54 % et à 4,50 %, respectivement (4,67 % et 4,70 %, respectivement, en 2023).

Coûts d'intégration, coûts de transaction et autres coûts

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, nous avons engagé des coûts de 41 M\$ et de 113 M\$, respectivement, pour moderniser et remplacer certains systèmes informatiques, optimiser les processus d'affaires et normaliser les données à l'échelle de la société.

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

(Profit) perte de change, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
(Profit) perte de change latent	(108)	59	101	(99)
(Profit) perte de change réalisé	35	74	(20)	106
	(73)	133	81	7

Les profits et pertes de change latents sont essentiellement attribuables à la conversion de la dette libellée en dollars américains. Les profits et pertes de change réalisés sont essentiellement liés au fonds de roulement. Au 30 septembre 2024, le dollar canadien s'était apprécié par rapport au dollar américain en date du 30 juin 2024 et s'était déprécié au 31 décembre 2023.

(Profit) perte à la sortie d'actifs

La société a 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.

La société a également conclu la vente d'actifs non essentiels de son secteur Hydrocarbures classiques en 2024 pour un produit net de 40 M\$ et a inscrit un profit avant impôt de 52 M\$.

Réévaluation des paiements conditionnels

Le 31 août 2024, l'obligation de paiement conditionnel associée à la transaction avec BP Canada Energy Group ULC (« bp Canada ») visant à acheter la participation restante de 50 % dans Sunrise Oil Sands Partnership a pris fin. Les paiements versés au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 ont totalisé 261 M\$ pour les périodes closes le 30 novembre 2023, le 29 février 2024 et le 31 mai 2024.

Au 30 septembre 2024, un montant de 40 M\$ était inclus dans les comptes créditeurs et les charges à payer à titre de montant final dû en vertu de cette entente. Le dernier paiement a été versé en octobre 2024.

Autres (produits) charges, montant net

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, les autres produits se rapportent essentiellement à la réception d'un produit d'assurance lié à la raffinerie de Toledo.

Impôt exigible

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Impôt exigible				
Canada	184	484	830	941
États-Unis	—	4	2	4
Région de l'Asie-Pacifique	57	68	157	152
Autres pays	9	7	26	19
Total de la charge (du produit) d'impôt exigible	250	563	1 015	1 116
Charge (produit) d'impôt différé	(46)	(2)	(124)	(416)
	204	561	891	700

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, nous avons comptabilisé une charge d'impôt exigible relative à nos activités dans tous les territoires où nous sommes présents. La diminution de la charge d'impôt exigible s'explique par la baisse du bénéfice par rapport à la période correspondante de 2023. Le taux d'imposition effectif pour les neuf premiers mois de 2024 s'est établi à 22,9 % (17,2 % en 2023). Le taux d'imposition effectif moins élevé pour les neuf premiers mois 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 maintenir 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		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2024	2023	30 septembre 2024	2023
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation	2 474	2 738	7 206	4 442
Activités d'investissement	(1 308)	(1 101)	(3 613)	(4 015)
Flux de trésorerie compte non tenu des activités de financement, montant net	1 166	1 637	3 593	427
Activités de financement	(1 175)	(2 600)	(2 764)	(3 674)
Incidence des fluctuations du cours de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(41)	58	48	(15)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(50)	(905)	877	(3 262)
(en millions de dollars)			30 septembre 2024	31 décembre 2023
Trésorerie et équivalents de trésorerie			3 104	2 227
Dette totale			7 300	7 287

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2024, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont diminué par rapport à celles de la période correspondante de 2023, en raison essentiellement de la baisse de la marge d'exploitation, contrebalancée en partie par les variations 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 588 M\$ en raison surtout de la diminution des comptes débiteurs et des stocks, ce facteur étant annulé en partie par la diminution des comptes créditeurs.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont augmenté, par rapport à celles de la période correspondante de 2023, en raison surtout des variations du fonds de roulement hors trésorerie, contrebalancées en partie par la baisse de la marge d'exploitation. Durant les neuf premiers mois de 2023, les variations du fonds de roulement hors trésorerie avaient eu pour effet de diminuer les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation de 2,1 G\$, en raison surtout du 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 troisième trimestre de 2024, comparativement à celles de la période correspondante de 2023, en raison d'une augmentation prévue des dépenses d'investissement.

Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont diminué durant les neuf premiers mois de 2024, comparativement à celles de la période correspondante de 2023, ce qui s'explique par l'acquisition de Toledo au premier trimestre de 2023, contrebalancée en partie par une augmentation prévue des dépenses d'investissement.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, les sorties de trésorerie liées aux activités de financement ont diminué par rapport à celles des périodes correspondantes de 2023. Cette diminution s'explique essentiellement par le rachat de billets non garantis d'un capital totalisant 1,0 G\$ US au troisième trimestre de 2023. La diminution pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 a été annulée en partie par la hausse des rendements en numéraire pour les porteurs d'actions ordinaires de 2,5 G\$, comparativement à 2,0 G\$ à la période correspondante de 2023.

Fonds de roulement

Au 30 septembre 2024, le fonds de roulement s'élevait à 3,8 G\$ (3,5 G\$ au 31 décembre 2023). Cette augmentation du fonds de roulement découle d'une augmentation de la trésorerie, annulée en partie par une diminution des créances et une augmentation des comptes créditeurs.

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

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 2024, nous avons atteint notre cible de dette nette 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.

Conformément à notre cadre de rendement financier pour les actionnaires, nous prévoyons gérer notre dette nette de 4,0 G\$ et remettre graduellement aux actionnaires la totalité de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles au moyen du rachat d'actions ou du versement de dividendes variables. Les variations du fonds de roulement et d'autres facteurs peuvent donner lieu à des périodes pour lesquelles les rendements pour les actionnaires sont inférieurs ou supérieurs à l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles et pour lesquelles notre dette nette est supérieure ou inférieure à notre cible. L'affectation de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles aux rendements pour les actionnaires peut être accélérée, différée ou répartie entre les trimestres, à la discrétion de la direction.

Cenovus a remis 732 M\$ par le truchement de rachats d'actions, soit 586 M\$ de plus que l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles générés au troisième trimestre de 2024. Au 30 septembre 2024, notre dette nette s'établissait à 4,2 G\$.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles¹⁾	146	1 989	1 713	1 995
Rendement cible²⁾	146	995	930	998
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique	732	361	1 337	711
Versement lié au rachat de bons de souscription	—	600	—	600
Dividendes variables versés	—	—	251	—
Montant remis (supérieur) inférieur à la cible	(586)	34	(658)	(313)

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

2) Le rendement cible pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 comprend la totalité de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles du troisième trimestre et 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles des premier et deuxième trimestres de 2024. Le rendement cible pour les actionnaires pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 était de 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles.

Emprunts à court terme

Aucun montant n'avait été prélevé directement sur nos facilités remboursables à vue non engagées au 30 septembre 2024 et au 31 décembre 2023. Au 30 septembre 2024, la quote-part de la société relativement aux facilités remboursables à vue non engagées de WRB s'établissait à 75 M\$ US (101 M\$ CA) [135 M\$ US (179 M\$ CA) au 31 décembre 2023].

Dettes à long terme, y compris la partie courante

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

(en millions de dollars)	Échéance	Montant disponible
Trésorerie et équivalents de trésorerie	s. o.	3 104
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.	1 060
WRB ³⁾	s. o.	202

1) Au 30 septembre 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 septembre 2024, des lettres de crédit totalisant 375 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 septembre 2024, un prélèvement de 75 M\$ US (101 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 septembre 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 septembre 2024	31 décembre 2023
Ratio dette nette/BAIIA ajusté (fois)	0,4	0,5
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés (fois)	0,5	0,6
Ratio dette nette/capitaux permanents (%)	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 septembre 2024 ont diminué depuis le 31 décembre 2023 en raison de la diminution de la dette nette et de la diminution de la marge d'exploitation. Pour de plus amples renseignements sur la marge d'exploitation et la dette nette, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion.

Au 30 septembre 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 septembre 2024, environ 1 829,5 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 septembre 2024, environ 3,8 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 28 octobre 2024	Unités en cours (en milliers)	Unités exerçables (en milliers)
Actions ordinaires	1 827 096	s. o.
Bons de souscription de Cenovus	3 804	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	9 057	5 145
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	17 094	1 736

Dividendes sur les actions ordinaires

Au troisième trimestre de 2024, nous avons versé des dividendes de base de 329 M\$, soit 0,180 \$ par action ordinaire (264 M\$, soit 0,140 \$ par action ordinaire, en 2023). Au cours des neuf premiers mois de 2024, nous avons versé des dividendes de base de 925 M\$, soit 0,500 \$ par action ordinaire (729 M\$, soit 0,385 \$ par action ordinaire, en 2023).

Le 30 octobre 2024, le conseil d'administration a déclaré un dividende de base au quatrième trimestre de 0,180 \$ par action ordinaire. Ce dividende est payable le 31 décembre 2024 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 13 décembre 2024.

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

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

Dividendes sur les actions privilégiées rachetables par anticipation à dividende cumulatif

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2024, des dividendes totalisant 9 M\$ et 27 M\$, respectivement, ont été versés sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7 (néant et 27 M\$, respectivement, en 2023). Le 30 octobre 2024, le conseil d'administration a déclaré un dividende d'un montant de 9 M\$ au quatrième trimestre sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7, payable le 31 décembre 2024 aux porteurs d'actions privilégiées inscrits le 13 décembre 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 septembre 2024	2023	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2024	2023
Actions ordinaires rachetées et annulées aux termes de l'offre publique (en millions d'actions ordinaires)	28,4	13,8	51,2	29,4
Prix moyen pondéré par action ordinaire (en dollars)	25,22	26,18	25,60	24,19
Rachat d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique (en millions de dollars)	732	361	1 337	711

Durant la période comprise entre le 1^{er} octobre 2024 et le 28 octobre 2024, la société a racheté un montant supplémentaire de 2,5 millions d'actions ordinaires pour un montant de 59 M\$. En date du 28 octobre 2024, la société pouvait racheter jusqu'à 68,9 millions d'actions ordinaires additionnelles dans le cadre de son offre publique.

Le 30 octobre 2024, la société a obtenu l'approbation du conseil d'administration pour déposer auprès de la TSX une demande pour une autre offre publique de rachat d'actions. Sous réserve de l'approbation de la TSX, la société pourra racheter un maximum d'environ 127 millions d'actions ordinaires dans le cadre de cette nouvelle offre publique durant une période de douze mois à compter de la date de renouvellement de l'offre.

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 septembre 2024, le total de nos engagements s'élevait à 27,4 G\$ (28,8 G\$ au 31 décembre 2023), dont une tranche de 24,3 G\$ se rapporte à divers engagements liés au transport et au stockage et une tranche de 62 M\$ se rapporte à des engagements liés à l'achat de marchandises. Les engagements liés au transport comprennent une tranche de 843 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 septembre 2024, les engagements totaux de la société comprenaient des engagements conclus avec HMLP qui prévoient un montant de 1,9 G\$ pour des services à long terme liés au transport et au stockage.

Au 30 septembre 2024, les lettres de crédit en cours émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats totalisaient 375 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 la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, la société a reçu des distributions totalisant 68 M\$ de la part de HCML (61 M\$ en 2023) et a versé un apport de néant (31 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 au titre de services partagés 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 la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, nous avons facturé à HMLP 116 M\$ au titre de coûts de services de construction et de gestion (112 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 la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, nous avons engagé des coûts de 207 M\$ pour l'utilisation des réseaux pipeliniers de HMLP ainsi que pour les services de transport et de stockage (205 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 sont 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 septembre 2024. La direction a utilisé les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework (2013)*, publié par le *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*, pour évaluer la conception et l'efficacité du CIIF. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le CIIF et les CPCI étaient efficaces au 30 septembre 2024.

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

MISE EN GARDE

Renseignements sur le pétrole et le gaz

Barils d'équivalent de pétrole – Les volumes de gaz naturel sont convertis en bep à raison de 6 kpi³ pour un baril. Les quantités exprimées en bep peuvent être trompeuses, surtout si elles sont employées isolément. Le facteur de conversion de un baril pour 6 kpi³ se fonde sur une méthode de conversion de l'énergie qui s'applique avant tout au bec du brûleur et ne correspond pas nécessairement à l'équivalence à la tête de puits. Comme le ratio de valeur fondé sur le prix actuel du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement du facteur de conversion de l'énergie de 6:1, l'utilisation d'une conversion fondée sur un facteur de 6:1 ne donne pas une image fidèle de la valeur réellement obtenue.

Information prospective

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

L'information prospective se reconnaît à des termes comme « viser », « prévoir », « croire », « capacité », « s'engager à », « continuer », « pouvoir », « estimer », « planifier », « projeter », « s'attendre à », « accent », « 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 progression de notre programme de forages planifiés; la mise en service des puits; la fiabilité de l'exploitation; le fait d'être un fournisseur de premier ordre; le maintien d'un bilan solide; 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 ainsi que son raccordement, sa mise en service, le redémarrage de la production et la première production de pétrole; l'avancement du raccordement de Narrows Lake à Christina Lake; l'avancement des projets d'optimisation de Foster Creek et de Sunrise; l'avancement de la mise à niveau des systèmes informatiques; 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, les facteurs ayant une incidence sur ces perspectives, de même que leur influence et leurs répercussions 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, et 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 du brut 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 brut lourd; 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 réaliser les avantages anticipés de l'investissement dans la mise à niveau des systèmes informatiques en temps voulu ou son incapacité de réaliser de tels avantages; la capacité de la société de s'acquitter de ses obligations présentes et futures; les coûts estimatifs d'abandon et de remise en état, notamment

les droits et les règlements s'y rapportant; la capacité de la société à attirer et à maintenir en poste du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; la capacité de la société à conclure des acquisitions et des cessions et à obtenir les modalités de transaction souhaitées selon le calendrier prévu; l'exactitude des scénarios et des hypothèses climatiques, y compris les données de tiers sur lesquelles la société s'appuie; la capacité à obtenir et à implanter 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 16,00 \$ 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 de nouveaux actionnaires importants; 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 des marchés; le fait que l'écart entre le WTI et le WCS reste en grande partie lié aux facteurs de l'offre à l'échelle mondiale et à la capacité de traitement du brut lourd; 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 projections de la société 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 et fuites incluant les déversements et fuite d'installations extracôtières et de navires aux terminaux ou aux plateformes centrales, à la suite de fuites de pipelines ou autres,

la corrosion, 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.

Sauf dans la mesure exigée par les lois sur les valeurs mobilières, Cenovus n'a aucune intention ni obligation de mettre à jour ou de réviser publiquement tout énoncé prospectif, que ce soit en raison de nouvelles informations, d'événements futurs ou pour toute autre raison. 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, en date de juin 2024, 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. Les chiffres des périodes comparatives ont été fournis ou recalculés au besoin.

- 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, les charges d'exploitation unitaires du secteur Production extracôtière et de la région de l'Asie-Pacifique, 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.

Mesures financières et ratios hors PCGR

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 septembre					
	2024	2023	2024	2023	2024	2023
	Secteurs en amont ¹⁾		Secteurs en aval ¹⁾		Total	
Chiffre d'affaires brut						
Ventes externes	6 052	6 332	9 126	9 380	15 178	15 712
Ventes intersectorielles	2 207	2 451	102	278	2 309	2 729
	8 259	8 783	9 228	9 658	17 487	18 441
Redevances	(929)	(1 135)	—	—	(929)	(1 135)
Produits des activités ordinaires	7 330	7 648	9 228	9 658	16 558	17 306
Charges						
Marchandises achetées	1 088	900	8 637	7 947	9 725	8 847
Transport et fluidification	2 661	2 397	—	—	2 661	2 397
Charges d'exploitation	860	914	918	778	1 778	1 692
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(10)	(10)	(4)	11	(14)	1
Marge d'exploitation	2 731	3 447	(323)	922	2 408	4 369

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

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre						
(en millions de dollars)	2024	2023	2024	2023	2024	2023
	Secteurs en amont ¹⁾		Secteurs en aval ¹⁾		Total	
Chiffre d'affaires brut						
Ventes externes	18 590	17 917	26 476	23 521	45 066	41 438
Ventes intersectorielles	6 248	5 368	372	701	6 620	6 069
	24 838	23 285	26 848	24 222	51 686	47 507
Redevances	(2 535)	(2 368)	—	—	(2 535)	(2 368)
Produits des activités ordinaires	22 303	20 917	26 848	24 222	49 151	45 139
Charges						
Marchandises achetées	2 674	2 489	23 955	20 385	26 629	22 874
Transport et fluidification	8 515	8 194	—	—	8 515	8 194
Charges d'exploitation	2 647	2 826	2 804	2 375	5 451	5 201
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	16	(7)	5	6	21	(1)
Marge d'exploitation	8 451	7 415	84	1 456	8 535	8 871

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

Marge d'exploitation par actif

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2024			Période de neuf mois close le 30 septembre 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	71	300	371	264	935	1 199
Redevances	(1)	(24)	(25)	(2)	(72)	(74)
Produits des activités ordinaires	70	276	346	262	863	1 125
Charges						
Transport et fluidification	2	—	2	9	—	9
Charges d'exploitation	58	34	92	225	94	319
Marge d'exploitation	10	242	252	28	769	797

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

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.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre 2024	2023	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2024	2023	Exercice clos le 31 décembre 2023
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 474	2 738	7 206	4 442	7 388
(Ajouter) déduire :					
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(74)	(68)	(170)	(157)	(222)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	588	(641)	813	(2 142)	(1 193)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	1 960	3 447	6 563	6 741	8 803
Dépenses d'investissement	1 346	1 025	3 537	3 128	4 298
Fonds provenant de l'exploitation disponibles	614	2 422	3 026	3 613	4 505
Ajouter (déduire) :					
Dividendes de base versés sur les actions ordinaires	(329)	(264)	(925)	(729)	(990)
Dividendes versés sur les actions privilégiées	(9)	—	(27)	(27)	(36)
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(74)	(68)	(170)	(157)	(222)
Remboursement du capital des contrats de location	(74)	(70)	(219)	(216)	(288)
Acquisitions, moins la trésorerie acquise	(4)	(32)	(19)	(501)	(515)
Produit de la sortie d'actifs	22	1	47	12	12
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles	146	1 989	1 713	1 995	2 466

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, de l'usine de valorisation et des activités liées aux carburants commerciaux, divisée par le total des intrants traités. Depuis juin 2024, 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. Avant le 30 juin 2024, pour les périodes comparatives, cette mesure était calculée selon le nombre de barils de production unitaire de pétrole brut. Les chiffres de toutes les périodes comparatives ont été révisés pour se conformer à la présentation actuelle.

Raffinage au Canada

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2024		
	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ¹⁾	Total – Raffinage au Canada ²⁾
Produits des activités ordinaires	1 493	87	1 580
Marchandises achetées	1 292	61	1 353
Marge brute	201	26	227
Total des intrants traités (kb/j)	106,4		
Marge de raffinage (\$/b)	20,63		

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

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

Trimestre clos le 30 septembre 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	1 690	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.

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

Période de neuf mois close le 30 septembre 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	3 807	240	4 047
Marchandises achetées	3 246	169	3 415
Marge brute	561	71	632
Total des intrants traités (kb/j)	91,4		
Marge de raffinage (\$/b)	22,42		

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

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

Période de neuf mois close le 30 septembre 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	4 358	318	4 676
Marchandises achetées	3 437	219	3 656
Marge brute	921	99	1 020
Total des intrants traités (kb/j)	107,7		
Marge de raffinage (\$/b)	31,31		

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.

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

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 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.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2024	2023	30 septembre 2024	2023
Produits des activités ordinaires ¹⁾	7 648	7 853	22 801	19 546
Marchandises achetées ¹⁾	7 284	6 467	20 540	16 729
Marge brute	364	1 386	2 261	2 817
Total des intrants traités (kb/j)	568,0	576,6	579,0	472,7
Marge de raffinage (\$/b)	6,97	26,13	14,25	21,83
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)	18,62	26,06	18,27	27,83
Marges de craquage 3-2-1 du groupe 3 (\$ US/b)	18,95	36,96	18,19	33,36
NIR (\$ US/b)	3,89	7,42	3,65	7,80
Taux moyen \$ US/\$ CA	0,733	0,746	0,735	0,743
Marge de craquage moyenne pondérée, déduction faite des NIR (\$/b)	20,18	27,81	19,87	28,44
Capture du marché²⁾ (%)	35	94	72	77

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

2) La capacité opérationnelle de la raffinerie de Superior est prise en compte dans la capture du marché au 1^{er} avril 2023. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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	31 décembre 2023
Produits des activités ordinaires	7 235	6 847	26 393
Marchandises achetées	6 132	6 625	23 354
Marge brute	1 103	222	3 039
Total des intrants traités (kb/j)	575,0	500,6	479,7
Marge de raffinage (\$/b)	21,08	4,82	17,36
Capacité opérationnelle (kb/j)	612,3	612,3	612,3
Capacité opérationnelle par référence régionale (%)			
Pondération des marges de craquage 3-2-1 à Chicago	81	81	82
Pondération des marges de craquage 3-2-1 du groupe 3	19	19	18
Prix de référence et taux de change			
Marges de craquage 3-2-1 à Chicago (\$ US/b)	17,45	13,24	24,19
Marges de craquage 3-2-1 du groupe 3 (\$ US/b)	17,50	18,55	29,66
NIR (\$ US/b)	3,68	4,77	7,04
Taux moyen \$ US/\$ CA	0,741	0,734	0,741
Marge de craquage moyenne pondérée, déduction faite des NIR (\$/b)	18,59	12,94	24,49
Capture du marché¹⁾ (%)	113	37	71

1) La capacité opérationnelle de la raffinerie de Superior est prise en compte dans la capture du marché au 1^{er} avril 2023. Pour l'exercice clos le 31 décembre 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.

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 pétrolier et gazier qui permet d'évaluer le rendement opérationnel. 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. En 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. Les charges d'exploitation unitaires du secteur Production extracôtière et de la région de l'Asie-Pacifique renferment des mesures financières hors PCGR. Les charges d'exploitation du secteur Production extracôtière et de la région Asie-Pacifique, telles qu'elles sont utilisées pour le calcul des prix nets opérationnels, tiennent compte de notre participation de 40 % dans HCML. La coentreprise HCML est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans les états financiers consolidés intermédiaires. 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 septembre 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	1 494	1 622	416	939	4 471	—	4 471
Redevances	(329)	(406)	(23)	(131)	(889)	—	(889)
Produits des activités ordinaires	1 165	1 216	393	808	3 582	—	3 582
Charges							
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	227	156	77	42	502	—	502
Charges d'exploitation	159	190	64	197	610	—	610
Prix net opérationnel	779	870	252	569	2 470	—	2 470
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							(10)
Marge d'exploitation							2 480

Base pour le calcul des prix nets opérationnels					
Trimestre clos le 30 septembre 2024 (en millions de dollars)	Total – Sables bitumineux	Ajustements			Total – Sables bitumineux ³⁾
		Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾	
Chiffre d'affaires brut	4 471	2 021	548	135	7 175
Redevances	(889)	—	—	—	(889)
Produits des activités ordinaires	3 582	2 021	548	135	6 286
Charges					
Marchandises achetées	—	—	548	81	629
Transport et fluidification	502	2 021	—	56	2 579
Charges d'exploitation	610	—	—	11	621
Prix net opérationnel	2 470	—	—	(13)	2 457
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(10)	—	—	—	(10)
Marge d'exploitation	2 480	—	—	(13)	2 467

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 septembre 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	1 798	1 936	456	998	5 188	1	5 189
Redevances	(375)	(603)	(22)	(81)	(1 081)	(1)	(1 082)
Produits des activités ordinaires	1 423	1 333	434	917	4 107	—	4 107
Charges							
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	192	122	58	36	408	—	408
Charges d'exploitation	198	197	75	218	688	2	690
Prix net opérationnel	1 033	1 014	301	663	3 011	(2)	3 009
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							(6)
Marge d'exploitation							3 015

Base pour le calcul des prix nets opérationnels					
Trimestre clos le 30 septembre 2023 (en millions de dollars)	Total – Sables bitumineux	Ajustements			Total – Sables bitumineux ³⁾
		Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾	
Chiffre d'affaires brut	5 189	1 889	398	95	7 571
Redevances	(1 082)	—	—	—	(1 082)
Produits des activités ordinaires	4 107	1 889	398	95	6 489
Charges					
Marchandises achetées	—	—	398	64	462
Transport et fluidification	408	1 889	—	27	2 324
Charges d'exploitation	690	—	—	(2)	688
Prix net opérationnel	3 009	—	—	6	3 015
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(6)	—	—	—	(6)
Marge d'exploitation	3 015	—	—	6	3 021

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.

Période de neuf mois close le 30 septembre 2024 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Sables bitumineux – Lloydminster ¹⁾	Total – Bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	4 383	4 782	1 194	2 853	13 212	—	13 212
Redevances	(893)	(1 146)	(59)	(296)	(2 394)	—	(2 394)
Produits des activités ordinaires	3 490	3 636	1 135	2 557	10 818	—	10 818
Charges							
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	656	417	235	141	1 449	—	1 449
Charges d'exploitation	519	546	191	619	1 875	—	1 875
Prix net opérationnel (Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	2 315	2 673	709	1 797	7 494	—	7 494
Marge d'exploitation							23
							7 471

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements			
Période de neuf mois close le 30 septembre 2024 (en millions de dollars)	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾	Total – Sables bitumineux ³⁾
Chiffre d'affaires brut	13 212	6 732	1 066	346	21 356
Redevances	(2 394)	—	—	(6)	(2 400)
Produits des activités ordinaires	10 818	6 732	1 066	340	18 956
Charges					
Marchandises achetées	—	—	1 066	255	1 321
Transport et fluidification	1 449	6 732	—	84	8 265
Charges d'exploitation	1 875	—	—	21	1 896
Prix net opérationnel (Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	7 494	—	—	(20)	7 474
	23	—	—	—	23
Marge d'exploitation	7 471	—	—	(20)	7 451

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.

Période de neuf mois close le 30 septembre 2023 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Sables bitumineux – Lloydminster ¹⁾	Total – Bitume et pétrole lourd	Gaz naturel	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	4 035	4 401	941	2 430	11 807	6	11 813
Redevances	(783)	(1 190)	(42)	(199)	(2 214)	(4)	(2 218)
Produits des activités ordinaires	3 252	3 211	899	2 231	9 593	2	9 595
Charges							
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	619	411	157	114	1 301	—	1 301
Charges d'exploitation	608	562	229	681	2 080	8	2 088
Prix net opérationnel (Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	2 025	2 238	513	1 436	6 212	(6)	6 206
Marge d'exploitation							(7)
							6 213

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements			
Période de neuf mois close le 30 septembre 2023 (en millions de dollars)	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾	Total – Sables bitumineux ³⁾
Chiffre d'affaires brut	11 813	6 578	1 043	281	19 715
Redevances	(2 218)	—	—	—	(2 218)
Produits des activités ordinaires	9 595	6 578	1 043	281	17 497
Charges					
Marchandises achetées	—	—	1 043	188	1 231
Transport et fluidification	1 301	6 578	—	86	7 965
Charges d'exploitation	2 088	—	—	13	2 101
Prix net opérationnel	6 206	—	—	(6)	6 200
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(7)	—	—	—	(7)
Marge d'exploitation	6 213	—	—	(6)	6 207

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.

Hydrocarbures classiques

Trimestre clos le 30 septembre 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	222	460	31	713
Redevances	(15)	—	—	(15)
Produits des activités ordinaires	207	460	31	698
Charges				
Marchandises achetées	—	460	(1)	459
Transport et fluidification	56	—	24	80
Charges d'exploitation	139	—	8	147
Prix net opérationnel	12	—	—	12
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—
Marge d'exploitation	12	—	—	12

Trimestre clos le 30 septembre 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	330	438	42	810
Redevances	(26)	—	(1)	(27)
Produits des activités ordinaires	304	438	41	783
Charges				
Marchandises achetées	—	438	—	438
Frais de transport et de fluidification	44	—	29	73
Charges d'exploitation	144	—	6	150
Prix net opérationnel	116	—	6	122
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(4)	—	—	(4)
Marge d'exploitation	120	—	6	126

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.

Période de neuf mois close le 30 septembre 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	832	1 353	98	2 283
Redevances	(61)	—	—	(61)
Produits des activités ordinaires	771	1 353	98	2 222
Charges				
Marchandises achetées	—	1 353	—	1 353
Transport et fluidification	166	—	75	241
Charges d'exploitation	408	—	24	432
Prix net opérationnel	197	—	(1)	196
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(7)	—	—	(7)
Marge d'exploitation	204	—	(1)	203

Période de neuf mois close le 30 septembre 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	1 059	1 258	150	2 467
Redevances	(85)	—	—	(85)
Produits des activités ordinaires	974	1 258	150	2 382
Charges				
Marchandises achetées	—	1 258	—	1 258
Frais de transport et de fluidification	128	—	92	220
Charges d'exploitation	429	—	15	444
Prix net opérationnel	417	—	43	460
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—
Marge d'exploitation	417	—	43	460

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.

Production extracôtière

Trimestre clos le 30 septembre 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	71	300	82	382	453	(82)	371
Redevances	(1)	(24)	(9)	(33)	(34)	9	(25)
Produits des activités ordinaires	70	276	73	349	419	(73)	346
Charges							
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	2	—	—	—	2	—	2
Charges d'exploitation	59	30	16	46	105	(14)	92
Prix net opérationnel (Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	9	246	57	303	312	(59)	252
Marge d'exploitation					—	—	—
					312	(59)	252

Trimestre clos le 30 septembre 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	78	324	74	398	476	(74)	402
Redevances	(2)	(24)	(15)	(39)	(41)	15	(26)
Produits des activités ordinaires	76	300	59	359	435	(59)	376
Charges							
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	47	27	15	42	89	(12)	76
Prix net opérationnel (Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	29	273	44	317	346	(47)	300
Marge d'exploitation					—	—	—
					346	(47)	300

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

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

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

Période de neuf mois close le 30 septembre 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	264	935	229	1 164	1 428	(229)	1 199
Redevances	(2)	(72)	(28)	(100)	(102)	28	(74)
Produits des activités ordinaires	262	863	201	1 064	1 326	(201)	1 125
Charges							
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	9	—	—	—	9	—	9
Charges d'exploitation	222	84	44	128	350	(37)	319
Prix net opérationnel (Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	31	779	157	936	967	(164)	797
Marge d'exploitation					—	—	—
					967	(164)	797

Période de neuf mois close le 30 septembre 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	232	871	226	1 097	1 329	(226)	1 103
Redevances	(11)	(54)	(56)	(110)	(121)	56	(65)
Produits des activités ordinaires	221	817	170	987	1 208	(170)	1 038
Charges							
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	9	—	—	—	9	—	9
Charges d'exploitation	168	82	41	123	291	(32)	281
Prix net opérationnel (Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	44	735	129	864	908	(138)	748
Marge d'exploitation					—	—	—
					908	(138)	748

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 :

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en milliers de bep par jour)	2024	2023	2024	2023
Sables bitumineux²⁾				
Foster Creek	191,7	197,6	190,4	185,6
Christina Lake	221,6	229,4	227,3	232,9
Sunrise	54,4	51,2	49,2	46,1
Lloydminster	126,6	119,0	128,4	119,5
Total – Sables bitumineux	594,3	597,2	595,3	584,1
Hydrocarbures classiques	118,1	127,2	120,5	118,5
Production extracôtière				
Région de l'Atlantique	7,2	7,8	8,6	7,8
Région de l'Asie-Pacifique				
Chine	40,5	43,8	42,6	39,4
Indonésie	16,0	13,7	14,8	14,1
Total – Région de l'Asie-Pacifique	56,5	57,5	57,4	53,5
Total – production extracôtière	63,7	65,3	66,0	61,3
Ventes avant déduction de la consommation interne	776,1	789,7	781,8	763,9
Consommation interne ³⁾	(92,8)	(87,9)	(98,4)	(88,5)
Total – Volume des ventes en amont	683,3	701,8	683,4	675,4

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

2) Comprend les ventes de bitume et de pétrole brut.

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

Autres mesures financières déterminées

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, 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-dessus.

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-dessus.

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 démantèlement des actifs s'y rattachant, divisée par les volumes de vente.