



Cenovus Energy Inc.

Rapport de gestion (non audité)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025

(en dollars canadiens)

RAPPORT DE GESTION



Exercice clos le 31 décembre 2025

TABLE DES MATIÈRES

APERÇU DE CENOVUS	3
REVUE DE L'EXERCICE	3
RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS	6
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	11
PERSPECTIVES	14
SECTEURS À PRÉSENTER	17
SECTEURS EN AMONT	18
SABLES BITUMINEUX	18
HYDROCARBURES CLASSIQUES	22
PRODUCTION EXTRACÔTIÈRE	25
SECTEURS EN AVAL	28
RAFFINAGE AU CANADA	28
RAFFINAGE AUX ÉTATS-UNIS	30
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	32
RÉSULTATS TRIMESTRIELS	33
RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ	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	62
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE	65
MISE EN GARDE	66
ABRÉVIATIONS ET DÉFINITIONS	70
MESURES FINANCIÈRES DÉTERMINÉES	71

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 18 février 2026, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 31 décembre 2025 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires ») ainsi que les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2025 et les notes annexes (les « états financiers consolidés »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 18 février 2026, 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 18 février 2026. 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, sur EDGAR, à l'adresse sec.gov, et sur le site Web de la société, à l'adresse cenovus.com. L'information qui se trouve 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.

Cenovus détient des participations dans plusieurs coentreprises, classées comme telles conformément aux normes IFRS de comptabilité (définies ci-après), qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence dans ses états financiers consolidés. Sauf indication contraire, les résultats d'exploitation de ces coentreprises ne sont pas pris en compte dans le présent rapport de gestion. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

Mode de présentation

Le présent rapport de gestion et les états financiers consolidés 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 IFRS de comptabilité »). 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 en Amérique du Nord 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 brut léger et le pétrole brut 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.

Pour une description de nos activités, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

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 ainsi qu'un leadership en matière de durabilité; 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 croissance absolue et par action des fonds provenant de l'exploitation disponibles.

Le 11 décembre 2025, nous avons publié nos prévisions pour 2026, qui mettent l'accent sur une approche disciplinée de l'affectation du capital en vue d'augmenter le rendement pour les actionnaires au fil du temps. Nous continuerons de mettre l'accent sur le contrôle des coûts, l'amélioration de la rentabilité de notre entreprise et l'optimisation de notre portefeuille avantagé afin d'offrir de la valeur à nos actionnaires. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Perspectives » du présent rapport de gestion ainsi qu'à nos prévisions pour 2026 en date du 10 décembre 2025, accessibles sur notre site Web à l'adresse cenovus.com.

REVUE DE L'EXERCICE

Nos résultats de 2025 témoignent d'une solide performance opérationnelle de nos secteurs en amont et en aval. Malgré le contexte de baisse des prix des marchandises, nous avons obtenu de solides résultats financiers, avons atteint des jalons importants dans nos projets de croissance clés et avons réalisé des acquisitions et des cessions stratégiques qui rehaussent notre portefeuille d'actifs.

- **Déroulement sécuritaire et fiable de notre exploitation.** Nous avons assuré le déroulement sécuritaire de l'exploitation de toutes nos installations et avons exécuté des activités de révision en toute sécurité à Foster Creek, à Sunrise et à la raffinerie de Toledo. À la fin de mai, nous avons pris des mesures à l'égard des feux de forêt qui sévissaient dans le nord de l'Alberta en interrompant temporairement la production à Christina Lake pour assurer la sécurité de notre personnel et de nos actifs. La production a repris au début de juin. La sécurité demeure notre priorité absolue.
- **Acquisition de MEG Energy Corp.** Le 13 novembre 2025, nous avons réalisé l'acquisition de MEG Energy Corp. (« MEG ») dans le cadre d'un plan d'arrangement (l'« acquisition de MEG »). La contrepartie pour l'acquisition de MEG s'est composée d'une tranche de 3,4 G\$ en trésorerie, financée en partie par l'obtention d'un montant de 2,7 G\$ aux termes d'une facilité d'emprunt à terme, et de l'émission de 143,9 millions d'actions ordinaires de Cenovus d'une juste valeur de 3,7 G\$. Les actifs de MEG acquis ont contribué immédiatement à la production et aux résultats de Christina Lake.
- **Vente de notre participation dans WRB Refining LP.** Le 30 septembre 2025, nous nous sommes départis de la totalité de notre participation de 50 % dans les raffineries de Wood River et de Borger détenues conjointement par l'intermédiaire de WRB Refining LP (« WRB ») (« la cession de WRB ») pour un produit de 1,3 G\$ US (1,9 G\$ CA), après les ajustements de clôture. Cette cession s'inscrit dans notre stratégie ayant pour objet de détenir et d'exploiter des actifs qui sont essentiels à nos activités.

- **Production annuelle record des secteurs en amont.** Nous avons atteint un taux de production record de nos secteurs en amont, soit une moyenne de 834,2 milliers de bep par jour (797,2 milliers de bep par jour en 2024), essentiellement grâce à la production annuelle record du secteur Sables bitumineux, qui s'est établie en moyenne à 644,1 milliers de bep par jour (610,7 milliers de bep par jour en 2024). La production du secteur Sables bitumineux a augmenté grâce à la production tirée de nouvelles plateformes d'exploitation, aux volumes de production supplémentaires attribuables à l'acquisition de MEG et à l'achèvement de projets de croissance clés.
- **Achèvement et progression des projets de croissance clés du secteur Sables bitumineux.** Nous avons augmenté la production à la suite du raccordement de Narrows Lake à Christina Lake et nous avons terminé le projet d'optimisation de Foster Creek en avance de l'échéancier prévu. À Sunrise, nous avons mis en service de nouvelles plateformes d'exploitation afin de soutenir la croissance continue de la production. À nos actifs de production de pétrole lourd classique de Lloydminster, notre programme de mise en valeur de pétrole lourd a continué de progresser.
- **Atteinte d'importants jalons pour le projet West White Rose du secteur Production extracôtière.** Les installations de surface ont été placées sur la structure en béton et nous avons achevé les raccordements sous-marins à notre système de production existant au navire de production, de stockage et de déchargements (« NPSD ») *SeaRose*. Les travaux de raccordement et de mise en service de la plateforme ont continué de progresser et étaient pratiquement achevés au quatrième trimestre de 2025, malgré des conditions météorologiques difficiles au large des côtes.
- **Taux d'utilisation élevé de nos actifs en aval.** Le débit de pétrole brut moyen (ou le « débit ») de nos actifs en aval s'est établi à 626,6 milliers de barils par jour, ce qui représente un taux d'utilisation unitaire du pétrole brut de 95 %, comparativement à 646,9 milliers de barils par jour et 90 %, respectivement, en 2024. Nos actifs canadiens ont offert un débit annuel record et ont continué de fonctionner à plein rendement ou plus, tandis que l'achèvement des activités de révision et des initiatives d'amélioration opérationnelle aux actifs américains que nous exploitons s'est traduit par une plus grande fiabilité.
- **Présentation de solides résultats financiers.** Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont établis à 8,9 G\$, en hausse de 707 M\$ par rapport à 2024, ce qui rend compte de la solide performance opérationnelle de nos activités en amont et en aval, malgré un contexte de faiblesse des prix des marchandises. Les prix de référence du Brent et du WTI ont tous deux diminué de 14 %, facteur qui a été compensé en partie par l'augmentation des marges de craquage sur le marché et par la réduction de l'écart entre le WTI et le WCS. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont chiffrés à 8,2 G\$, en baisse par rapport à 9,2 G\$ en 2024, en raison surtout des variations du fonds de roulement hors trésorerie.
- **Clôture d'offres de billets de premier rang.** En lien avec la clôture de l'acquisition de MEG et l'échéance imminente de titres de créances, la société a réalisé des offres publiques au Canada et aux États-Unis de billets de premier rang non garantis totalisant 2,6 G\$. Le produit de ces offres a servi à financer le rachat de billets de premier rang non garantis sélectionnés ainsi qu'à des fins générales de la société.
- **Réalisation du rachat de billets de premier rang non garantis sélectionnés.** La société a racheté la totalité de ses billets de premier rang non garantis d'un capital de 973 M\$ US échéant en 2027 et en 2029, ce qui comprend les billets de premier rang non garantis d'un capital de 600 M\$ US repris dans le cadre de l'acquisition de MEG. La société a également racheté la totalité de ses billets de premier rang non garantis d'un capital de 750 M\$ échéant en 2027.
- **Importants rendements pour nos actionnaires.** Nous avons versé aux porteurs d'actions ordinaires et d'actions privilégiées la somme de 3,8 G\$ au moyen notamment du rachat de 89,4 millions d'actions ordinaires pour un montant de 2,0 G\$ dans le cadre de notre offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique »), du versement de dividendes de base sur les actions ordinaires et les actions privilégiées totalisant 1,4 G\$, et du rachat des actions privilégiées de série 5 et de série 7 de la société au prix de 25,00 \$ l'action pour un total de 350 M\$. À la suite de l'acquisition de MEG, nous avons ajusté notre cadre de rendement financier pour les actionnaires afin d'équilibrer le désendettement et les rendements pour les actionnaires.
- **Augmentation de notre dividende de base sur les actions ordinaires.** Au deuxième trimestre, le conseil d'administration a approuvé une augmentation de 11 % du dividende de base, le portant à 0,800 \$ par action ordinaire annuellement. Le 18 février 2026, le conseil d'administration a déclaré un dividende pour le premier trimestre de 0,200 \$ par action ordinaire.

Aperçu des résultats annuels

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2025	2024	2023
Volumes de production en amont^{1), 2)} (kbep/j)	834,2	797,2	778,7
Total des intrants traités en aval^{3), 4)} (kb/j)	667,5	678,0	586,8
Débit unitaire de pétrole brut³⁾ (kb/j)	626,6	646,9	560,4
Volumes de production en aval³⁾ (kb/j)	687,2	693,1	599,2
Produits des activités ordinaires	49 696	54 277	52 204
Marge d'exploitation⁵⁾	10 608	10 809	11 022
Marge d'exploitation – secteurs en amont ⁶⁾	10 403	11 121	9 870
Marge d'exploitation – secteurs en aval ⁶⁾	205	(312)	1 152
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	8 228	9 235	7 388
Fonds provenant de l'exploitation ajustés⁵⁾	8 871	8 164	8 803
Par action – de base ⁵⁾ (\$)	4,90	4,41	4,64
Par action – dilué ⁵⁾ (\$)	4,87	4,38	4,54
Dépenses d'investissement	4 907	5 015	4 298
Fonds provenant de l'exploitation disponibles⁵⁾	3 964	3 149	4 505
Résultat net	3 930	3 142	4 109
Par action – de base (\$)	2,16	1,68	2,15
Par action – dilué (\$)	2,15	1,67	2,09
Total de l'actif	63 424	56 539	53 915
Total des passifs à long terme⁵⁾	25 472	19 408	18 993
Dette à long terme, y compris la partie courante	11 032	7 534	7 108
Dette nette	8 292	4 614	5 060
Rendement en numéraire pour les porteurs d'actions ordinaires et d'actions privilégiées	3 782	3 246	2 798
Actions ordinaires – dividendes de base	1 423	1 255	990
Dividendes de base par action ordinaire (\$)	0,780	0,680	0,525
Actions ordinaires – dividendes variables	—	251	—
Dividendes variables par action ordinaire (\$)	—	0,135	—
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique	1 995	1 445	1 061
Versement lié au rachat de bons de souscription	—	—	711
Dividendes versés sur les actions privilégiées	14	45	36
Rachat d'actions privilégiées	350	250	—

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

2) Comprend les résultats de l'acquisition de MEG à compter du 13 novembre 2025.

3) Représente la participation nette de Cenovus dans les activités de raffinage. Depuis la cession de WRB, toutes les activités de raffinage sont entièrement détenues.

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

5) 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.

6) Mesure financière déterminée. 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 et des résultats financiers – Secteurs en amont

	2025	Variation (%)	2024
Volumes de production par secteur¹⁾ (kbep/j)			
Sables bitumineux ²⁾	644,1	5	610,7
Hydrocarbures classiques ³⁾	122,8	2	119,9
Production extracôtière ⁴⁾	67,3	1	66,6
Total – volumes de production	834,2	5	797,2
Volumes de production par produit¹⁾			
Bitume (kb/j)	616,8	4	591,3
Pétrole brut lourd (kb/j)	25,1	43	17,6
Pétrole brut léger ⁵⁾ (kb/j)	18,1	40	12,9
LGN (kb/j)	28,8	(10)	32,0
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	872,4	1	860,2
Total – volumes de production (kbep/j)	834,2	5	797,2
Charges d'exploitation unitaires, par secteur⁶⁾ (\$/bep)			
Sables bitumineux ²⁾	11,81	4	11,40
Hydrocarbures classiques ^{3), 7)}	9,84	(18)	11,99
Production extracôtière ^{4), 7)}	16,88	(12)	19,27
Réserves de pétrole et de gaz⁸⁾ (Mbep)			
Réserves prouvées totales	6 135	8	5 664
Réserves probables	3 472	24	2 793
Total – réserves prouvées et probables	9 607	14	8 457

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

2) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, la production et les charges d'exploitation unitaires présentée pour le secteur Sables bitumineux comprennent les résultats de l'acquisition de MEG à compter du 13 novembre 2025.

3) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, la production et les charges d'exploitation unitaires du secteur Hydrocarbures classiques comprennent la participation de 30 % de Cenovus dans la coentreprise Duvernay Energy Corporation (« Duvernay »), qui est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans les états financiers consolidés. Les charges d'exploitation du secteur Hydrocarbures classiques, compte non tenu de notre participation dans la coentreprise Duvernay, se sont établies à 464 M\$.

4) La production et les charges d'exploitation unitaires du secteur Production extracôtière comprennent la participation de 40 % de Cenovus dans la coentreprise Husky-CNOOC Madura Limited (« HCML »), qui est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans les états financiers consolidés. Les charges d'exploitation du secteur Production extracôtière, compte non tenu de notre participation dans la coentreprise HCML, se sont établies à 349 M\$ (423 M\$ en 2024).

5) Le pétrole brut léger désigne le pétrole brut léger et le pétrole brut moyen combinés, au sens du Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières. Cenovus ne produit pas de pétrole brut moyen.

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

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

8) Comprend les valeurs attribuables à la participation de 30 % de Cenovus dans la coentreprise Duvernay et à la participation de 40 % de Cenovus dans la coentreprise HCML. Se reporter à la mise en garde sur les participations dans des coentreprises du présent rapport de gestion.

Production

La production totale en amont a augmenté en 2025, comparativement à celle de 2024, en raison des facteurs suivants :

- l'augmentation de la production de Christina Lake à la suite de l'acquisition de MEG en novembre 2025 et l'augmentation de la production de Narrows Lake;
- les bons résultats tirés des nouvelles plateformes d'exploitation mises en service à Foster Creek et l'achèvement du projet d'optimisation de Foster Creek, ce qui a permis une production supplémentaire;
- la reprise de la production au champ White Rose à la suite de l'achèvement du projet de prolongement de la durée d'utilité du NPSD SeaRose.

Cette augmentation a été en partie contrebalancée par l'interruption temporaire de la production à nos installations de Rush Lake, au sein de nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster, pour remédier à une déficience du tubage d'un puits d'injection de vapeur survenue au deuxième trimestre de 2025. Au quatrième trimestre, nous avons réussi le redémarrage de la production, et l'augmentation progressive de la production se déroule comme prévu.

Charges d'exploitation unitaires

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, les charges d'exploitation unitaires ont augmenté dans le secteur Sables bitumineux, comparativement à celles de 2024, en raison essentiellement de la hausse des coûts du carburant et de l'augmentation des coûts liés aux actifs de production par méthode thermique de Lloydminster attribuable à l'incident aux installations de Rush Lake. Les charges d'exploitation unitaires du secteur Hydrocarbures classiques ont diminué en raison surtout de la baisse des coûts des activités de révision ainsi que des coûts de collecte et de traitement, comparativement à 2024. Les charges d'exploitation unitaires du secteur Production extracôtière ont diminué, par rapport à celles de 2024, principalement en raison de l'augmentation des volumes de vente et de la diminution des coûts de réparation et de maintenance, la production ayant repris au champ White Rose à la suite de l'achèvement du projet de prolongement de la durée d'utilité du NPSD *SeaRose* au premier trimestre de 2025.

Nous continuons de nous concentrer sur le contrôle des coûts 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.

Sommaire des résultats d'exploitation et des résultats financiers – Secteurs en aval

	2025	Variation (%)	2024
Débit unitaire de pétrole brut, par secteur (kb/j)			
Raffinage au Canada	110,7	22	90,5
Raffinage aux États-Unis	515,9	(7)	556,4
Débit unitaire de pétrole brut total	626,6	(3)	646,9
Volumes de production, par produit¹⁾ (kb/j)			
Essence	266,7	(5)	280,5
Distillats ²⁾	210,5	(4)	219,9
Pétrole brut synthétique	52,0	27	41,0
Asphalte	41,8	(5)	44,0
Éthanol	5,0	4	4,8
Autres	111,2	8	102,9
Total – volumes de production	687,2	(1)	693,1
Charges d'exploitation unitaires, par secteur³⁾ (\$/b)			
Raffinage au Canada	11,59	(49)	22,56
Raffinage aux États-Unis	12,73	(2)	12,99
Charges d'exploitation unitaires – compte non tenu des coûts des activités de révision, par secteur³⁾ (\$/b)			
Raffinage au Canada	11,54	(25)	15,38
Raffinage aux États-Unis	10,88	(6)	11,55

1) Pour un résumé de la production 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. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion. Dans le secteur Raffinage au Canada, les charges d'exploitation correspondent aux charges associées à l'usine de valorisation de Lloydminster (l'« usine de valorisation »), à la raffinerie de Lloydminster et aux activités liées aux carburants commerciaux.

En 2025, le débit total en aval et la production de produits raffinés totale ont diminué. Cette diminution s'explique essentiellement par la cession de WRB et par l'incidence d'activités de révision réalisées à la raffinerie de Toledo et aux raffineries non exploitées de Wood River et de Borger au cours de l'exercice. La diminution du débit et de la production de produits raffinés a été contrebalancée en partie par le taux d'utilisation de nos actifs du secteur Raffinage au Canada, qui ont fonctionné à plein rendement ou plus, de même que par les initiatives d'amélioration continue des actifs de notre secteur Raffinage aux États-Unis que nous exploitons.

En 2025, les charges d'exploitation unitaires, compte non tenu des coûts des activités de révision, ont diminué pour notre secteur Raffinage au Canada, comparativement à celles de 2024, en raison de la diminution des coûts liés aux projets et de l'augmentation du total des intrants traités. En 2024, le total des intrants traités avait été moins élevé et les charges d'exploitation avaient été plus élevées en raison d'une importante activité de révision réalisée à l'usine de valorisation au deuxième trimestre de 2024.

En 2025, les charges d'exploitation unitaires, compte non tenu des coûts des activités de révision, ont diminué pour notre secteur Raffinage aux États-Unis, comparativement à celles de 2024, en raison surtout de la diminution des charges d'exploitation contrôlables, annulée en partie par la hausse des frais d'électricité.

Sommaire des résultats financiers consolidés

Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires ont diminué de 8 % par rapport à ceux de 2024 en raison surtout du contexte de baisse des prix des marchandises conjugué à la baisse des ventes du secteur Raffinage aux États-Unis à la suite de la cession de WRB. Cette diminution a été contrebalancée en partie par l'augmentation des volumes de vente pour nos actifs des secteurs en amont et notre secteur Raffinage au Canada.

Marge d'exploitation

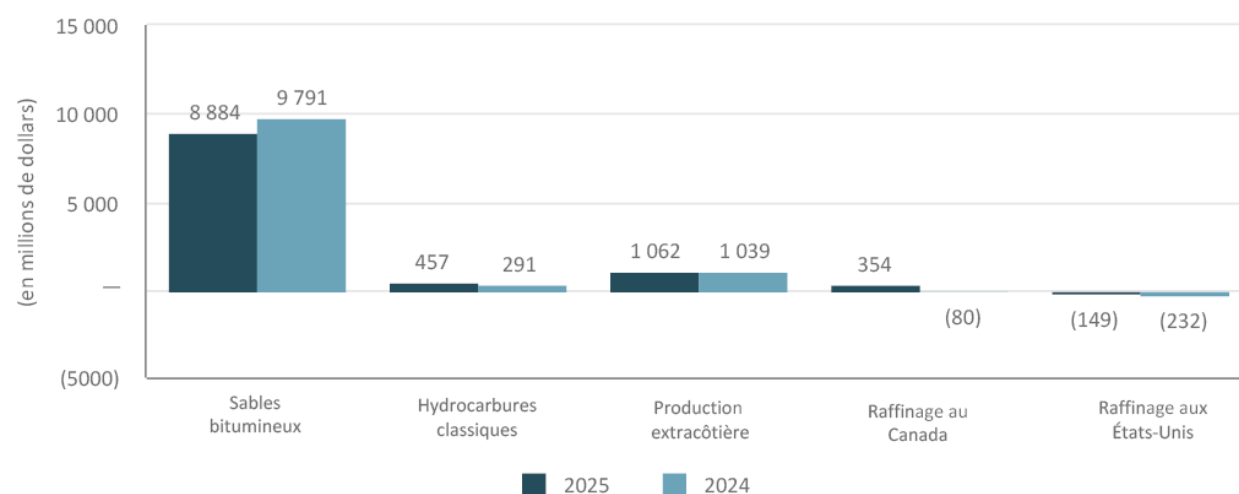
La marge d'exploitation est une mesure financière hors PCGR qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'une période à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie de nos actifs.

(en millions de dollars)

	2025	2024
Chiffre d'affaires brut		
Ventes externes	52 751	57 726
Ventes intersectorielles	8 941	8 970
	61 692	66 696
Redevances	(3 055)	(3 449)
Produits des activités ordinaires	58 637	63 247
Charges		
Marchandises achetées	30 078	33 926
Frais de transport et de fluidification	11 243	11 331
Charges d'exploitation	6 710	7 159
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(2)	22
Marge d'exploitation	10 608	10 809

Marge d'exploitation par secteur

Exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024



La marge d'exploitation a diminué, comparativement à celle de 2024, principalement en raison des facteurs suivants :

- l'incidence de la baisse des prix de vente réalisés sur les produits des activités ordinaires du secteur Sables bitumineux, en raison du recul des prix de référence du WTI, contrebalancée en partie par la réduction de l'écart entre le WTI et le WCS;
- la hausse des charges d'exploitation dans le secteur Sables bitumineux attribuable à la hausse des coûts du carburant et aux coûts liés à l'incident aux installations de Rush Lake.

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

- l'augmentation de la production du secteur Sables bitumineux susmentionnée, qui comprend la production supplémentaire attribuable à l'acquisition de MEG;
- la baisse des charges d'exploitation et l'augmentation des volumes de vente pour notre secteur Raffinage au Canada, tel qu'il est expliqué ci-dessus.

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)	2025	2024
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	8 228	9 235
(Ajouter) déduire :		
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(280)	(234)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(363)	1 305
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	8 871	8 164

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont été plus élevés en 2025, comparativement à ceux de 2024, en raison surtout de la baisse de la charge d'impôt exigible et des coûts liés aux primes d'intéressement à long terme réglées en trésorerie, ces facteurs étant contrebalancés en partie par la hausse des coûts d'intégration, coûts de transaction et autres coûts ainsi que par la baisse de la marge d'exploitation.

Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont diminué en 2025, par rapport à celles de 2024, en raison surtout de la variation du fonds de roulement hors trésorerie, contrebalancée en partie par l'augmentation susmentionnée des fonds provenant de l'exploitation ajustés. La variation nette du fonds de roulement hors trésorerie s'explique essentiellement par une augmentation des comptes débiteurs et par une diminution des comptes créditeurs et de l'impôt sur le résultat à payer, ces facteurs étant annulés en partie par la diminution des stocks, compte non tenu de l'incidence de l'acquisition de MEG et de la cession de WRB.

Résultat net

Le résultat net de l'exercice 2025 s'est établi à 3,9 G\$ (3,1 G\$ en 2024). Cette augmentation s'explique en grande partie par des profits de change latents en 2025, comparativement à des pertes en 2024, ainsi que par la diminution de la charge d'impôt sur le résultat, ces facteurs étant annulés en partie par la hausse de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement ainsi que par la baisse de la marge d'exploitation.

Dettes nettes

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2025	2024
Emprunts à court terme	—	173
Partie courante de la dette à long terme	—	192
Partie non courante de la dette à long terme	11 032	7 342
Dettes totales	11 032	7 707
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(2 740)	(3 093)
Dettes nettes	8 292	4 614

La dette totale et la dette nette ont augmenté au 31 décembre 2025, en raison surtout du prélèvement d'un montant de 2,7 G\$ sur une facilité d'emprunt à terme et de l'émission de billets de premier rang non garantis de 2,6 G\$. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par le rachat et le remboursement de billets de premier rang non garantis totalisant 2,3 G\$, ce qui comprend les billets totalisant 600 M\$ US repris dans le cadre de l'acquisition de MEG, et par des profits de change latents attribuables à l'appréciation du dollar canadien. L'augmentation de la dette nette a également été contrebalancée par la réception du produit de la cession de WRB.

Dépenses d'investissement¹⁾

(en millions de dollars)

	2025	2024
Secteurs en amont		
Sables bitumineux	2 944	2 714
Hydrocarbures classiques	453	421
Production extracôtière	934	1 145
Total des secteurs en amont	4 331	4 280
Secteurs en aval		
Raffinage au Canada	117	208
Raffinage aux États-Unis	442	488
Total des secteurs en aval	559	696
Activités non sectorielles et éliminations	17	39
Total des dépenses d'investissement	4 907	5 015

1) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles et aux actifs de prospection et d'évaluation ainsi que les intérêts incorporés. Compte non tenu des dépenses en immobilisations liées aux coentreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence dans les états financiers consolidés.

Les dépenses d'investissement en 2025 se rapportent essentiellement à ce qui suit :

- les programmes de maintien, d'optimisation et de mise en valeur du secteur Sables bitumineux, notamment le forage de puits de sondage stratigraphique dans le cadre de notre programme de forage hivernal intégré;
- l'avancement du projet West White Rose;
- les projets de croissance dans notre secteur Sables bitumineux, notamment la progression du programme de forage à nos actifs de production de pétrole lourd classique de Lloydminster, le programme de croissance de Sunrise, le projet d'optimisation de Foster Creek et le raccordement de Narrows Lake à Christina Lake;
- les projets liés à la fiabilité et les activités de maintien pour nos secteurs de raffinage;
- les activités de forage, d'achèvement et de raccordement ainsi que les projets d'infrastructure dans le secteur Hydrocarbures classiques.

Activités de forage

	Nombre net de puits de sondage stratigraphique et puits d'observation		Nombre net de puits productifs ¹⁾	
	2025	2024	2025	2024
Foster Creek	76	85	46	22
Christina Lake ²⁾	68	61	27	23
Sunrise	21	40	11	14
Actifs de production par méthode thermique de Lloydminster	68	53	12	22
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	2	19	83	49
Autres ³⁾	—	—	5	—
	235	258	184	130

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.

2) Comprend les résultats de l'acquisition de MEG à compter du 13 novembre 2025.

3) Comprend de nouvelles zones de ressources.

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

(en puits nets)	2025			2024		
	Forés	Achevés	Raccordés	Forés	Achevés	Raccordés
Hydrocarbures classiques¹⁾	53	54	54	36	31	31

1) Comprend les valeurs attribuables à la participation de 30 % de Cenovus dans la coentreprise Duvernay.

Dans le secteur Production extracôtière, aucun puits n'a été foré ou achevé en 2025 (forage et évaluation d'un puits de prospection en Chine en 2024).

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 les principaux 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)	Exercices clos les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre		
	T4 2025	Variation (%)	T4 2024	2025	Variation (%)	2024
Brent daté	63,69	(15)	74,69	69,06	(14)	80,76
WTI	59,14	(16)	70,27	64,81	(14)	75,72
Écart Brent daté-WTI	4,55	3	4,42	4,25	(16)	5,04
WCS à Hardisty	47,94	(17)	57,71	53,68	(12)	60,97
Écart WTI-WCS à Hardisty	11,20	(11)	12,56	11,13	(25)	14,75
WCS à Hardisty (\$ CA/b)	66,89	(17)	80,74	75,07	(10)	83,52
WCS à Nederland	55,63	(15)	65,69	61,74	(11)	69,69
Écart WTI-WCS à Nederland	3,51	(23)	4,58	3,07	(49)	6,03
Condensats (C5 à Edmonton)	57,01	(19)	70,66	63,36	(13)	72,94
Écart condensats-WTI positif (négatif)	(2,13)	(646)	0,39	(1,45)	(48)	(2,78)
Écart condensats-WCS positif (négatif) à Hardisty	9,07	(30)	12,95	9,68	(19)	11,97
Condensats (\$ CA/b)	79,54	(20)	98,84	83,63	(16)	99,92
Pétrole synthétique à Edmonton	57,84	(19)	71,11	64,47	(14)	75,07
Écart pétrole synthétique-WTI positif (négatif)	(1,30)	(255)	0,84	(0,34)	(48)	(0,65)
Pétrole synthétique à Edmonton (\$ CA/b)	80,69	(19)	99,45	90,15	(12)	102,83
Prix des produits raffinés						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	70,66	(11)	78,95	80,81	(10)	89,95
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	90,70	2	89,28	91,13	(7)	97,47
Prix de référence – raffinage						
Chicago – marges de craquage 3-2-1 ²⁾	18,20	50	12,12	19,44	16	16,74
Groupe 3 – marges de craquage 3-2-1 ²⁾	19,25	52	12,66	20,63	23	16,81
Numéros d'identification renouvelables (« NIR »)	6,04	50	4,02	5,81	55	3,74
Écart lié à la valorisation ³⁾ (\$ CA/b)	13,53	(27)	18,64	14,92	(22)	19,21
Prix du gaz naturel						
AECO ⁴⁾ (\$ CA/kpi ³⁾)	2,23	51	1,48	1,68	15	1,46
NYMEX ⁵⁾ (\$ US/kpi ³⁾)	3,55	27	2,79	3,43	51	2,27
Taux de change						
Taux moyen \$ US/\$ CA	0,717	—	0,715	0,716	(2)	0,730
Taux de clôture \$ US/\$ CA	0,730	5	0,695	0,730	5	0,695
Taux moyen yuan/\$ CA	5,084	(1)	5,142	5,144	(2)	5,255

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 réalisés, se reporter aux tableaux des prix nets opérationnels de la rubrique sur les secteurs en amont du présent rapport de gestion.

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

3) 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 actifs du secteur Raffinage au Canada, mais il est utilisé comme indicateur général du marché.

4) Indice journalier du gaz naturel de l'Alberta Energy Company (« AECO ») SA.

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

Prix de référence du pétrole brut et des condensats

En 2025, les prix de référence du pétrole brut à l'échelle mondiale, soit le Brent et le WTI, ont diminué par rapport à ceux de 2024, alors que l'offre mondiale était supérieure à la demande, ce qui a permis la constitution de stocks tout au long de l'année. La production mondiale de pétrole brut a augmenté considérablement en 2025, l'OPEP+ ayant continué d'éliminer les réductions de production, tandis que les pays non membres de l'OPEP, dont les États-Unis, le Canada et le Brésil, ont également contribué à rehausser l'offre. En 2025, l'augmentation de la demande d'un exercice à l'autre s'est affaiblie, comparativement à 2024, en raison d'une combinaison d'affaiblissement des conditions macroéconomiques, de tensions commerciales et du ralentissement d'autres activités industrielles dans d'importantes régions de consommation.

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.

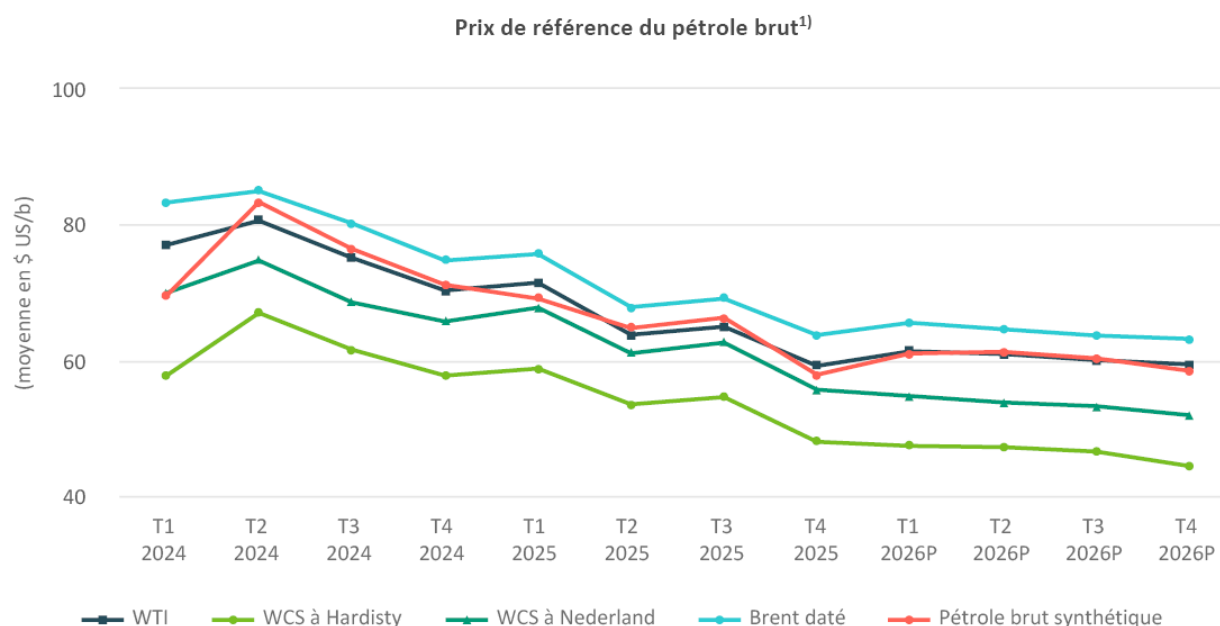
Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. L'écart entre le WCS à Hardisty et le WTI est fonction de la différence de qualité entre le brut léger et le brut lourd ainsi que des frais de transport. En 2025, l'écart entre le WTI et le WCS à Hardisty a diminué, comparativement à celui de 2024, en raison des facteurs suivants :

- le projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain (« TMX »), qui a permis un meilleur accès au marché pour le pétrole brut WCS;
- le faible niveau de stocks dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et la forte demande de pétrole brut à l'échelle mondiale;
- les prix élevés du mazout, dont les types lourds se négocient à des prix plus élevés que ceux des types légers.

Le WCS à Nederland est un prix de référence du pétrole lourd pour la vente de nos produits sur la côte américaine du golfe. 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. En 2025, l'écart entre le WTI et le WCS à Nederland a diminué, comparativement à celui de 2024, en raison de la forte demande de pétrole brut à l'échelle mondiale ainsi que d'autres facteurs susmentionnés.

Au Canada, nous valorisons le pétrole brut lourd et le bitume en les transformant en un pétrole brut synthétique non corrosif, le Husky Synthetic Blend (« HSB »), à l'usine de valorisation. Le prix réalisé sur le HSB est établi en fonction principalement du prix du WTI ainsi que de l'offre et de la demande de pétrole brut synthétique non corrosif de l'Ouest canadien, qui influe sur l'écart de prix entre le WTI et le pétrole synthétique.

En 2025, le prix du pétrole brut synthétique à Edmonton s'est raffermi par rapport au prix du WTI, comparativement à 2024. La vigueur des prix comparativement à ceux de 2024 est fonction des escomptes marqués au premier trimestre de 2024 attribuables à la production de pétrole brut synthétique élevée en Alberta de même qu'à une offre excédentaire de pétrole brut léger par rapport à la capacité pipelinière et à une capacité de stockage local limitée.



1) Prix à terme au 2 février 2026.

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 20 % à 35 %. L'écart entre les prix des condensats et le prix WCS est un point de référence important, car lorsque cet écart se traduit par une prime plus élevée, la marge d'exploitation 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, 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.

En 2025, le prix de référence moyen des condensats à Edmonton a correspondu à un escompte moins élevé par rapport au prix du WTI, comparativement à 2024, en raison des facteurs ayant eu une incidence sur l'écart entre le prix du pétrole brut synthétique et le prix du WTI indiqués ci-dessus de même qu'en raison de l'offre canadienne restreinte et de la faiblesse des stocks au Canada.

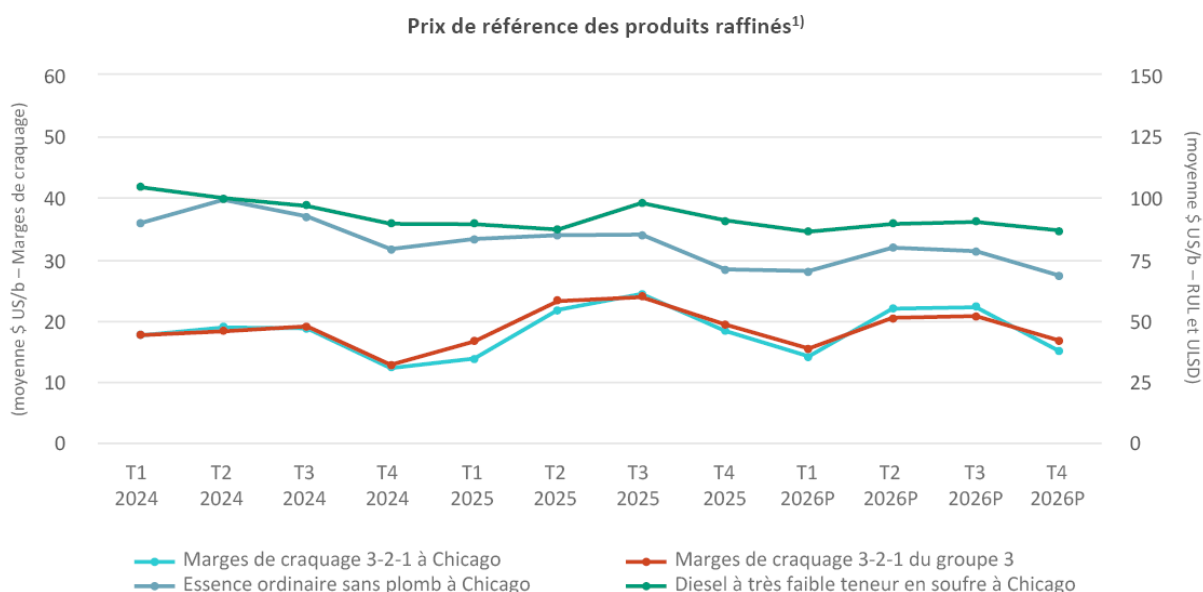
Prix de référence – raffinage

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 ajustée 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 calculée en fonction des prix de la charge d'alimentation en pétrole brut selon le prix du WTI du mois courant et évaluée à l'aide de la méthode du dernier entré, premier sorti.

Au cours de 2025, les marges de craquage sur les produits raffinés à Chicago et celles du groupe 3 ont augmenté comparativement à celles de 2024. L'augmentation peut être attribuée en grande partie aux fortes marges de craquage, car les interruptions de service non planifiées dans les raffineries à l'échelle mondiale et en Amérique du Nord ont soutenu les prix des produits raffinés, et la mise en place de nouvelles capacités de raffinage a été lente. Le coût moyen des NIR a augmenté en 2025, comparativement à 2024, en raison de la diminution de la production aux États-Unis et des importations de diesel renouvelable et de biodiesel, ce qui a réduit la création de NIR.

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

La marge de raffinage ajustée que nous obtenons est tributaire de divers autres facteurs, dont la qualité et la provenance de la charge d'alimentation en pétrole brut ainsi que la configuration de la raffinerie et la production. Les marges de craquage de référence 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.



1) Prix à terme au 2 février 2026.

Prix de référence – gaz naturel

En 2025, les prix de l'AECO ont augmenté comparativement à ceux de 2024, mais dans une moindre mesure que les prix au NYMEX. Les prix au NYMEX ont augmenté davantage que ceux de l'AECO, car les prix au NYMEX ont été soutenus par une demande élevée de gaz naturel liquéfié (« GNL »), tandis que les prix de l'AECO ont subi l'incidence de la capacité pipelinière limitée dans l'ouest du Canada, ce qui a eu pour conséquence d'accentuer l'escompte des prix de l'AECO par rapport aux prix au NYMEX. En 2025, la production de gaz naturel tant dans l'ouest du Canada qu'aux États-Unis a augmenté par rapport à celle de 2024. Le prix obtenu pour notre production de gaz naturel dans la région 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. Selon que le dollar canadien s'apprécie ou se déprécie, notre dette libellée en dollars américains donne lieu, respectivement, à des profits ou à des pertes de change latents à la conversion en dollars canadiens. Les fluctuations du change ont également une incidence sur la conversion de nos établissements aux États-Unis et dans la région de l'Asie-Pacifique.

En 2025, le cours moyen du dollar canadien s'est déprécié par rapport à celui du dollar américain, comparativement à 2024, ce qui a eu une incidence favorable sur nos produits des activités ordinaires présentés et une incidence défavorable sur les charges d'exploitation de notre secteur Raffinage aux États-Unis. Une partie de nos contrats de vente à long terme dans la région de l'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 de 2025, le cours moyen du dollar canadien s'est déprécié par rapport à celui du yuan, comparativement à 2024, ce qui a eu une incidence favorable sur nos produits des activités ordinaires.

Taux d'intérêt de référence

Les fluctuations des taux d'intérêt influent sur nos produits d'intérêts, le coût de nos emprunts à court terme et à taux variable, 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 31 décembre 2025, le taux directeur de la Banque du Canada était de 2,25 %. Le 28 janvier 2026, la Banque du Canada a maintenu le taux directeur à 2,25 %.

PERSPECTIVES

Prévision des prix des marchandises

Les prix du pétrole brut à l'échelle mondiale se sont assouplis en 2025, l'augmentation de l'offre ayant dépassé celle de la demande à la suite de l'élimination des réductions de production volontaires de l'OPEP+. En ce début d'année 2026, une offre excédentaire est présente sur les marchés. L'orientation future des prix demeure toutefois incertaine, et ceux-ci pourraient fluctuer considérablement selon les décisions politiques et l'évolution du contexte géopolitique. La politique de l'OPEP+ continue de jouer un rôle crucial en ce qui concerne l'équilibre mondial entre l'offre et la demande de pétrole ainsi que l'évolution des prix. Les sanctions appliquées au pétrole brut et aux produits raffinés en provenance de Russie et d'Iran ont occasionné des défis logistiques persistants et ont modifié les flux de commerce à l'échelle mondiale. Les politiques à l'égard de ces régions continueront d'être des facteurs déterminants pour l'offre d'énergie. L'incertitude relative aux politiques et aux sanctions touchant les exportations de pétrole brut du Venezuela continue d'influer sur la demande de pétrole brut lourd et sur les flux de commerce à l'échelle mondiale.

La guerre commerciale à l'échelle de la planète et les tensions géopolitiques persistantes pourraient réduire la croissance du PIB mondial et la demande mondiale de pétrole, et accroître les risques de récession; toutefois, les effets réels ont été moins prononcés que prévu, et les pauses répétées aux tarifs ont limité les répercussions économiques directes. Il est possible que la grande volatilité des prix se poursuive pour toutes les marchandises jusqu'à une résolution ferme concernant la durée et l'ampleur des tarifs.

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

- La politique de l'OPEP+ et le rythme auquel l'OPEP+ annule les réductions de production.
- À court terme, il existe un risque plus élevé de ralentissement économique découlant de l'imposition de tarifs douaniers, ce qui pourrait faire ralentir la demande de pétrole.
- Nous prévoyons que l'écart entre le WTI et WCS à Hardisty restera en grande partie lié aux facteurs mondiaux ayant une incidence sur l'offre ainsi qu'à la capacité de transformation de pétrole brut lourd, dans la mesure où l'offre ne surpasse pas la capacité d'exportation de pétrole brut canadien.
- Les prix des produits raffinés et les marges de craquage sur le marché 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 de l'AECO et au NYMEX devraient demeurer volatils. La perspective de mise en service de nouvelles installations de GNL aux États-Unis et au Canada ou de l'augmentation de la production des installations existantes au cours de la prochaine année pourrait faire augmenter la demande et soutenir les prix du gaz naturel en Amérique du Nord. Les conditions météorologiques continueront également 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 le rythme auquel la Réserve fédérale américaine et la Banque du Canada majoreront ou réduiront leurs taux directeurs l'une par rapport à l'autre, les politiques de l'administration américaine à l'égard des échanges commerciaux entre le Canada et les États-Unis, 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 de raffinage en aval. Les condensats extraits de notre production de pétrole brut fluidifié sont revendus à notre secteur Sables bitumineux.

Notre capacité de raffinage est surtout concentrée dans le Midwest américain, avec des expositions plus faibles sur la côte américaine du golfe 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 écarts de prix du pétrole brut englobe les écarts de prix du pétrole brut léger-lourd et du pétrole brut léger-moyen. L'exposition aux écarts de prix 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 et de l'Alberta. Notre exposition aux écarts de prix 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 les écarts de prix du pétrole de l'Alberta, qui pourraient subir des contraintes relatives au transport.

Bien que nous soyons 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 nous 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 2026

Nos priorités pour 2026 portent sur l'excellence en matière de sécurité, l'intégration de MEG, le maintien et l'accroissement de notre avantage concurrentiel au sein de notre chaîne de valeur du pétrole brut, ainsi que la progression de nos importants projets et de nos initiatives en matière de durabilité, tout en continuant de mettre l'accent sur la domination du marché par les coûts et sur l'équilibre entre les rendements pour les actionnaires et le désendettement.

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.

Intégration de MEG

L'acquisition de MEG devrait permettre de renforcer davantage nos actifs du secteur Sables bitumineux grâce à l'intégration d'actifs de premier ordre à proximité de Christina Lake. En 2026, nous prévoyons mener à bien le projet d'aménagement intégré de Christina Lake dont l'objectif est d'accroître la production, de réduire les coûts et de réaliser des synergies à l'échelle des actifs regroupés.

Chaîne de valeur du pétrole brut

Notre chaîne de valeur du pétrole brut comprend tous nos actifs de production de bitume et de pétrole brut de même que nos actifs intermédiaires et nos actifs des secteurs en aval reliés par pipelines. À l'échelle de notre chaîne de valeur, nous mettrons l'accent sur l'accroissement des options qui s'offrent à nous, l'optimisation de notre fonds de roulement, l'amélioration de nos marges et la réduction des prix constituant notre seuil de rentabilité.

Réalisation de projets

L'investissement dans la croissance et la rentabilité futures est une priorité que nous menons à bien grâce à plusieurs projets importants qui sont en cours, notamment le projet West White Rose, le projet Amine Claus à Foster Creek, le projet d'expansion vers le nord de Christina Lake, le programme de croissance de Sunrise et le projet de mise en valeur de nos actifs de Lloydminster.

Compétitivité de nos secteurs en aval

Il est essentiel pour notre entreprise intégrée que nos secteurs en aval soient concurrentiels et fiables. Nous pouvons ainsi faire preuve d'agilité dans notre réponse aux fluctuations de la demande de produits raffinés et bénéficier d'une couverture naturelle partielle contre les écarts des prix du pétrole brut.

Nous continuerons de mettre en œuvre des améliorations opérationnelles au sein de nos actifs en aval afin d'en maximiser la rentabilité à long terme.

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. À la clôture de l'acquisition de MEG, nous avons ajusté notre cadre de rendement financier pour les actionnaires afin d'équilibrer le désendettement et les rendements pour les actionnaires. Notre cible à long terme d'une dette nette de 4,0 G\$ reste inchangée, et le cadre ajusté nous permet de progresser en vue d'atteindre cette cible. Se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion pour un complément d'information.

Domination du marché par les coûts

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

Durabilité

La durabilité est au cœur de la culture de Cenovus. Nous avons établi des cibles pour nos domaines d'intervention en matière de durabilité et nous continuons de prendre les mesures nécessaires pour atteindre ces cibles.

Le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Alberta ont annoncé des cadres visant à renforcer la collaboration fédérale-provinciale dans le secteur de l'énergie afin de soutenir divers objectifs communs, y compris les ambitions du Canada en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre (« GES »). Nous maintenons notre engagement en faveur de l'Alliance 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 et réglementaire suffisant pour faire progresser des projets de captage du carbone à grande échelle tout maintenant notre position concurrentielle à l'échelle mondiale.

Les engagements sociaux mis à jour de Cenovus et son rapport de responsabilité sociale 2024, qui explique le rendement de Cenovus en matière de sécurité, de réconciliation avec les peuples autochtones ainsi que d'acceptation et d'appartenance, sont accessibles sur notre site Web à l'adresse cenovus.com.

Prévisions pour 2026

Nos prévisions pour 2026 en date du 10 décembre 2025 sont accessibles sur notre site Web à l'adresse cenovus.com.

Nos prévisions pour 2026 en ce qui a trait aux dépenses d'investissement totales se situent entre 5,0 G\$ et 5,3 G\$. Le programme comprend une tranche de 3,5 G\$ à 3,6 G\$ consacrée aux investissements de maintien afin de maintenir la production et de soutenir une exploitation sécuritaire et fiable ainsi qu'une tranche de 1,2 G\$ à 1,4 G\$ consacrée aux projets de croissance, notamment les suivants :

- le projet d'expansion vers le nord de Christina Lake;
- le programme de forage et l'accroissement de la production du champ West White Rose;
- le programme de croissance de Sunrise et la mise en valeur de nos actifs de Lloydminster.

Le tableau qui suit est tiré de nos prévisions complètes actualisées pour 2026 :

	Dépenses d'investissement (en millions de dollars)	Production (kbep/j)	Débit unitaire de pétrole brut (kb/j)
Secteurs en amont			
Sables bitumineux	3 500 - 3 600	755 - 780	
Hydrocarbures classiques	450 - 500	120 - 125	
Production extracôtière	450 - 500	70 - 80	
Total des secteurs en amont	4 400 - 4 600	945 - 985	
Secteurs en aval			
Raffinage au Canada			105 - 110
Raffinage aux États-Unis			325 - 340
Total en aval	600 - 700		430 - 450
Activités non sectorielles et éliminations	Jusqu'à 25		

SECTEURS À PRÉSENTER

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 actifs de Foster Creek et de Sunrise ainsi que les actifs de production par méthode thermique et de pétrole lourd classique de Lloydminster de même que les actifs de Christina Lake, qui comprennent les résultats tirés de l'acquisition de MEG conclue en novembre 2025. 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 des 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 en Alberta et en Colombie-Britannique, à savoir dans les zones d'exploitation Edson, Clearwater et Rainbow Lake, de même que dans le couloir nord, qui comprend les zones d'exploitation Elmworth et Wapiti. Ce secteur comprend également des participations dans de nombreuses installations de traitement du gaz naturel. Les LGN et le gaz naturel produits par Cenovus sont commercialisés et transportés avec d'autres volumes de marchandises de tiers grâce à l'accès 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 extracôtières sur la côte est du Canada et dans la région de l'Asie-Pacifique, soit en Chine et au large des côtes de l'Indonésie, par l'entremise de la participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans la coentreprise HCML, qui y exerce des activités de prospection et de production de LGN et de gaz naturel.

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, diesel, asphalte et autres produits connexes. De plus, Cenovus est propriétaire-exploitant du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim et de deux usines d'éthanol. Les activités liées aux carburants commerciaux de la société au Canada sont également comprises dans ce secteur. Cenovus commercialise sa production et les volumes de marchandises de tiers de manière à utiliser son réseau intégré d'actifs pour maximiser la valeur.
- **Raffinage aux États-Unis**, qui comprend les activités de raffinage du pétrole brut nécessaires à la production d'essence, de diesel, de carburacteur, d'asphalte et d'autres produits aux raffineries entièrement détenues de Lima, de Superior et de Toledo. Le 30 septembre 2025, Cenovus s'est départie de la totalité de sa participation de 50 % dans les raffineries de Wood River et de Borger détenues conjointement avec l'exploitant Phillips 66 par l'intermédiaire de WRB. Les résultats du secteur Raffinage aux États-Unis comprennent les résultats tirés de WRB jusqu'à la date de la cession. Cenovus commercialise ses propres volumes de produits raffinés de même que ceux de tiers.

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 la consommation interne intersectorielle de pétrole brut, de gaz naturel, de condensats et d'autres LGN et produits raffinés, 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 par le secteur Raffinage au Canada et vendus au secteur Sables bitumineux ainsi que les produits latents sur les stocks. Les éliminations sont comptabilisées en fonction des prix du marché.

SECTEURS EN AMONT

Sables bitumineux

En 2025, nous avons :

- assuré le déroulement sécuritaire et fiable de l'exploitation de nos installations, y compris des activités de révision à Foster Creek et à Sunrise;
- réalisé l'acquisition de MEG, qui a contribué immédiatement aux résultats de Christina Lake;
- produit 644,1 milliers de bep par jour (610,7 milliers de bep par jour en 2024);
- dégagé une marge d'exploitation de 8,9 G\$ (9,8 G\$ en 2024);
- enregistré un prix net opérationnel moyen de 38,37 \$ par baril (44,88 \$ par baril en 2024);
- engagé des dépenses d'investissement de 2,9 G\$ pour les activités de maintien et les projets de croissance.

En 2025, nous avons terminé le raccordement de Narrows Lake à Christina Lake et avons augmenté la production. Toutes les principales unités de traitement comprises dans le projet d'optimisation de Foster Creek ont été mises en service, et le projet a été achevé en avance de l'échéancier prévu, ce qui a permis une production supplémentaire. À Sunrise, nous avons mis en service de nouvelles plateformes d'exploitation afin de soutenir la croissance continue de la production. À nos actifs de production de pétrole lourd classique de Lloydminster, notre programme de mise en valeur du pétrole lourd continue de progresser.

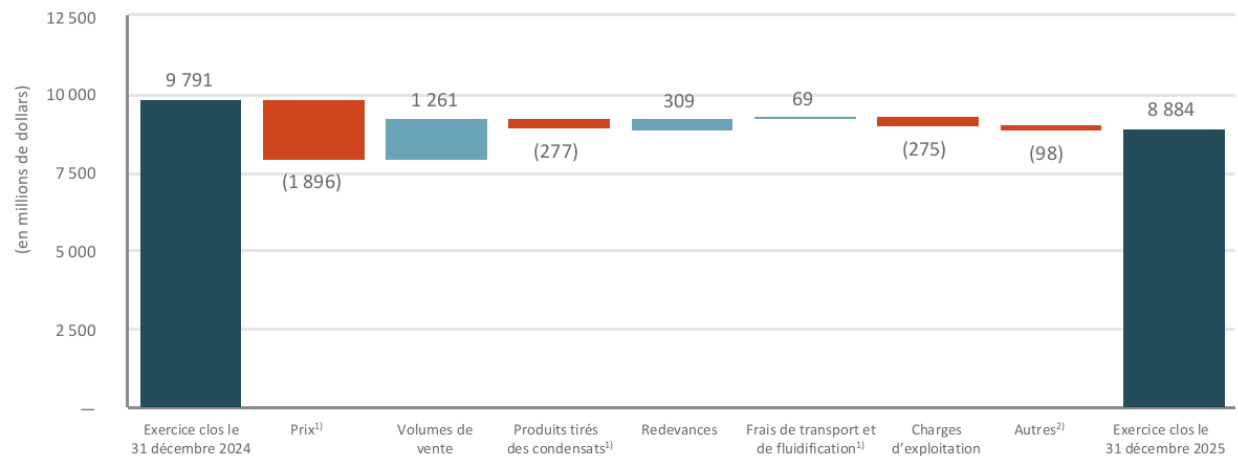
Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2025	2024
Chiffre d'affaires brut		
Ventes externes	21 541	21 857
Ventes intersectorielles	6 786	6 590
	28 327	28 447
Redevances	(2 920)	(3 274)
Produits des activités ordinaires	25 407	25 173
Charges		
Marchandises achetées	2 886	1 851
Frais de transport et de fluidification	10 875	11 000
Charges d'exploitation	2 754	2 511
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	8	20
Marge d'exploitation	8 884	9 791
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	3	(16)
Amortissement et épuisement	3 433	3 117
Coûts de prospection	11	2
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(38)	(14)
Résultat sectoriel	5 475	6 702

Variation de la marge d'exploitation

Exercice clos le 31 décembre 2025



- 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 ou de gaz naturel.

Résultats d'exploitation

	2025	2024
Total – volumes de vente¹⁾ (kbep/j)	644,7	599,5
Production de pétrole brut, par actif (kb/j)		
Foster Creek	206,1	196,0
Christina Lake ²⁾	254,3	234,2
Sunrise	53,8	49,6
Production par méthode thermique à Lloydminster	102,6	111,5
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	25,1	17,6
Total – production de pétrole brut³⁾ (kb/j)	641,9	608,9
Gaz naturel ¹⁾ (Mpi ³ /j)	13,8	11,1
Total – production (kbep/j)	644,1	610,7
Prix net opérationnel⁴⁾ (\$/b)		
Prix de vente réalisé	72,07	80,20
Redevances	12,61	14,92
Transport et fluidification	9,28	9,00
Charges d'exploitation	11,81	11,40
Total du prix net opérationnel (\$/b)	38,37	44,88

- 1) Bitume, pétrole brut lourd et gaz naturel. Le gaz naturel est un type de produit qui correspond au gaz naturel classique.
- 2) Comprend les résultats de l'acquisition de MEG à compter du 13 novembre 2025.
- 3) La production de pétrole brut se compose essentiellement de bitume, sauf la production de pétrole lourd classique à Lloydminster, qui se compose de pétrole brut lourd.
- 4) Renferme une mesure financière hors PCGR. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

Produits des activités ordinaires

Pour 2025, le chiffre d'affaires brut est resté relativement stable comparativement à celui de 2024, en raison de la baisse des prix de vente réalisés, compensée en partie par la hausse 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 fluidifié ou si notre ratio de fluidification augmente, notre prix de vente réalisé sur le pétrole lourd et le bitume diminue.

Notre prix de vente réalisé a diminué en 2025, comparativement à 2024, en raison surtout de la baisse du prix de référence du WTI, compensée en partie par la diminution de l'écart entre le prix du WTI et le prix du WCS.

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

En 2025, environ 37 % (33 % en 2024) de nos volumes de vente ont été vendus à l'extérieur de l'Alberta, et environ 25 % (20 % en 2024) de nos volumes de vente ont été vendus à nos secteurs en aval.

Volumes de production

La production de pétrole brut du secteur Sables bitumineux a augmenté en 2025, comparativement à celle de 2024, en raison principalement des facteurs suivants :

- l'augmentation de la production de Christina Lake à la suite de l'acquisition de MEG en novembre 2025 et de l'augmentation de la production de Narrows Lake;
- les bons résultats tirés des nouvelles plateformes d'exploitation mises en service à Foster Creek et l'achèvement du projet d'optimisation de Foster Creek, ce qui a permis une production supplémentaire;
- la solide production de base et les volumes supplémentaires provenant des nouveaux puits de mise en valeur à nos actifs de production de pétrole lourd classique de Lloydminster.

Cette augmentation a été en partie contrebalancée par l'interruption temporaire de la production à nos installations de Rush Lake à la suite d'un incident survenu au deuxième trimestre de 2025.

Redevances

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

En Alberta, les redevances pour nos projets de sables bitumineux sont établies en fonction de taux fixés par le gouvernement selon que le projet a atteint ou non le stade de récupération des coûts, qui sont 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. Sunrise n'a pas encore atteint le stade de récupération des coûts.

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.

En Saskatchewan, 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 %.

Taux de redevance effectif¹⁾

(%)	2025	2024
Foster Creek	22,5	24,0
Christina Lake	25,3	27,3
Sunrise	6,2	6,1
Lloydminster ²⁾	12,2	11,7
Taux de redevance total réel	20,0	21,0

1) 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.

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

En 2025, les redevances du secteur Sables bitumineux ont diminué, comparativement à celles de 2024, essentiellement en raison de la baisse des prix réalisés, compensée en partie par la hausse des volumes de vente. Le taux de redevance réel du secteur Sables bitumineux a diminué, surtout en raison de la baisse des prix de vente réalisés et des taux de redevance fondés sur une échelle mobile des projets de sables bitumineux de l'Alberta conjuguée à des ajustements annuels apportés en 2025.

Charges

Frais de transport et de fluidification

En 2025, les frais de fluidification ont diminué, comparativement à ceux de 2024, en raison surtout de la baisse des prix des condensats, contrebalancée en partie par l'augmentation des volumes de vente.

En 2025, les frais de transport et les frais de transport unitaires ont augmenté, comparativement à ceux de 2024, en raison surtout des volumes de vente plus élevés acheminés sur le TMX et de la hausse des frais de transport pipelinier pour les volumes acheminés aux États-Unis, ces facteurs étant contrebalancés en partie par la baisse des volumes vendus aux États-Unis.

Frais de transport unitaires¹⁾

(\$/b)	2025	2024
Foster Creek	14,36	13,57
Christina Lake	6,86	6,53
Sunrise	15,42	16,07
Lloydminster ²⁾	3,23	3,95
Taux – Sables bitumineux	9,28	9,00

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 de Foster Creek ont augmenté en raison surtout de la hausse des volumes de vente acheminés sur la côte ouest par l'intermédiaire du TMX, ce qui a occasionné une augmentation de 32 % (20 % en 2024), ce facteur étant annulé en partie par la diminution des frais de transport ferroviaire. En 2025, les volumes de vente acheminés aux États-Unis sont demeurés relativement stables à 36 %, comparativement à 37 % en 2024.

Les frais de transport unitaires de Christina Lake ont augmenté en raison surtout de l'augmentation des tarifs pipeliniers et de la hausse des volumes de vente acheminés sur la côte ouest par l'intermédiaire du TMX, ce qui a occasionné une augmentation établissant ces frais à 1 %, comparativement à aucun volume de vente en 2024. En 2025, les volumes de vente acheminés aux États-Unis sont demeurés relativement stables à 17 %, comparativement à 18 % en 2024.

Les frais de transport unitaires de Sunrise ont diminué en raison essentiellement de la diminution des volumes de vente acheminés aux États-Unis, contrebalancée en partie par l'utilisation accrue du TMX. En 2025, 36 % (67 % en 2024) de nos volumes de vente ont été acheminés aux États-Unis, et 51 % (18 % en 2024) de nos volumes de vente ont été acheminés sur la côte ouest.

Les frais de transport unitaires de Lloydminster ont diminué en raison surtout de la baisse des volumes de vente acheminés aux États-Unis, qui ont été ramenés à 1 %, comparativement à 3 % en 2024.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de 2025 ont été les coûts du carburant, des réparations et de la maintenance ainsi que de la main-d'œuvre. Le total des charges d'exploitation a augmenté en 2025, comparativement à celui de 2024, principalement en raison de la hausse des coûts du carburant de même que de coûts plus élevés liés aux actifs de production par méthode thermique à Lloydminster du fait de l'incident à Rush Lake.

Charges d'exploitation unitaires¹⁾

(\$/b)	2025	Variation (%)	2024
Foster Creek			
Carburant	2,12	1	2,10
Autres coûts	7,64	(2)	7,77
Total	9,76	(1)	9,87
Christina Lake			
Carburant	2,23	7	2,09
Autres coûts	5,98	(9)	6,54
Total	8,21	(5)	8,63
Sunrise			
Carburant	3,68	27	2,89
Autres coûts	13,85	21	11,47
Total	17,53	22	14,36
Lloydminster²⁾			
Carburant	2,98	9	2,74
Autres coûts	17,03	15	14,78
Total	20,01	14	17,52
Total – Sables bitumineux			
Carburant	2,46	7	2,30
Autres coûts	9,35	3	9,10
Total	11,81	4	11,40

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.

En 2025, les coûts du carburant unitaires ont augmenté par rapport à ceux de 2024, ce qui s'explique par la hausse des prix de référence de l'AECO et par l'augmentation des volumes consommés attribuable à la mise en service de nouvelles plateformes d'exploitation à nos actifs de Sunrise.

Les autres coûts unitaires de Foster Creek ont diminué légèrement en 2025, comparativement à ceux de 2024, essentiellement en raison de l'augmentation des volumes de vente, annulée en partie par des coûts liés aux activités de révision plus élevés au deuxième trimestre de 2025.

Les autres coûts unitaires de Christina Lake ont diminué en 2025, comparativement à ceux de 2024, en raison surtout de la hausse des volumes de vente et de la baisse des coûts liés aux activités de révision.

Les autres coûts unitaires de Sunrise ont augmenté en 2025, comparativement à ceux de 2024, essentiellement en raison des activités de révision aux deuxième et troisième trimestres de 2025, ce facteur étant compensé en partie par l'augmentation des volumes de vente.

Les autres coûts unitaires de Lloydminster se sont accrus en 2025, comparativement à ceux de 2024, en raison de la hausse des coûts liés à l'incident de Rush Lake au deuxième trimestre de 2025.

Hydrocarbures classiques

En 2025, nous avons :

- assuré le déroulement sécuritaire et fiable de notre exploitation;
- produit 122,8 milliers de bep par jour (119,9 milliers de bep par jour en 2024);
- dégagé une marge d'exploitation de 457 M\$, soit une augmentation de 166 M\$ comparativement à 2024;
- enregistré un prix net opérationnel de 10,37 \$ par bep (6,48 \$ par bep en 2024);
- engagé des dépenses d'investissement de 453 M\$ axées sur le forage, les activités d'achèvement et de raccordement ainsi que les projets d'infrastructure.

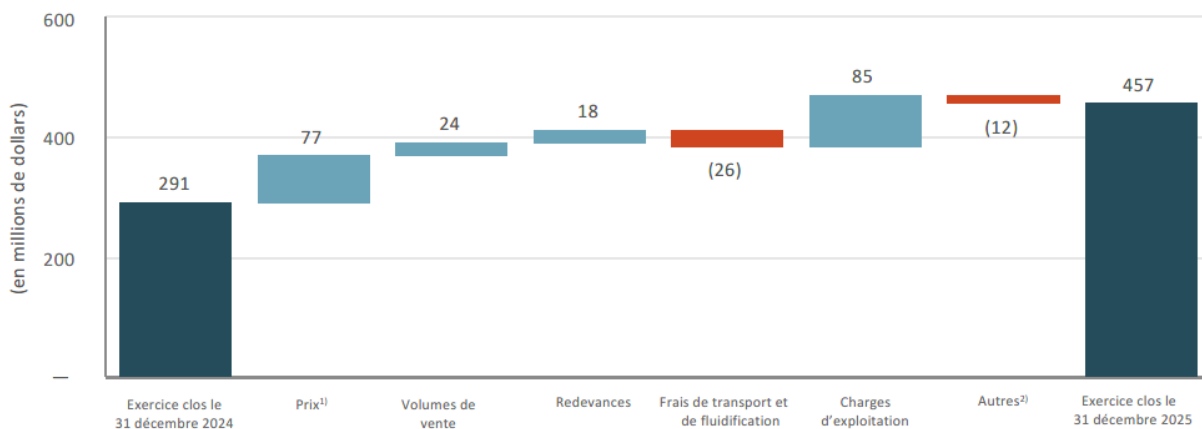
Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2025	2024
Chiffre d'affaires brut		
Ventes externes	1 305	1 211
Ventes intersectorielles	1 355	1 848
	2 660	3 059
Redevances	(55)	(76)
Produits des activités ordinaires	2 605	2 983
Charges		
Marchandises achetées	1 337	1 823
Frais de transport et de fluidification	351	320
Charges d'exploitation	464	555
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(4)	(6)
Marge d'exploitation	457	291
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(4)	4
Amortissement et épuisement	479	442
Coûts de prospection	22	1
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	2
Résultat sectoriel	(40)	(158)

Variation de la marge d'exploitation

Exercice clos le 31 décembre 2025



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

2) Comprend les coûts de reclassement liés principalement aux activités de cogénération pour des tiers, de traitement ainsi que de transport.

Résultats d'exploitation

	2025	2024
Total – volumes de vente¹⁾ (kbep/j)	122,8	119,9
Prix de vente réalisé^{1), 2)} (\$/bep)		
Pétrole brut léger (\$/b)	78,50	92,68
LGN (\$/b)	51,83	54,62
Gaz naturel classique (\$/kpi ³)	3,13	2,51
Production, par produit¹⁾		
Pétrole brut léger (kb/j)	5,0	4,9
LGN (kb/j)	21,2	21,0
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	579,3	563,8
Total – production (kbep/j)	122,8	119,9
Production de gaz naturel classique (% du total)	79	78
Production de pétrole brut et de LGN (% du total)	21	22
Taux de redevance réel^{1), 3)} (%)	8,0	10,3
Prix net opérationnel^{1), 2)} (\$/bep)		
Prix de vente réalisé	26,95	25,18
Redevances	1,30	1,73
Transport et fluidification	5,44	4,98
Charges d'exploitation	9,84	11,99
Total du prix net opérationnel (\$/bep)	10,37	6,48

1) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, les volumes de production, les volumes de vente et les valeurs unitaires s'y rattachant de même que les taux de redevance réels tiennent compte de la participation de 30 % de Cenovus dans la coentreprise Duvernay.

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.

Produits des activités ordinaires

En 2025, le chiffre d'affaires brut a diminué, comparativement à celui de 2024, en raison de la baisse des volumes de marchandises détenus à des fins de transaction par des tiers, contrebalancée en partie par la hausse des prix de vente réalisés et des volumes de vente.

Prix

Pour 2025, notre prix de vente réalisé total a augmenté, comparativement à celui de 2024, en raison surtout de la hausse des volumes de vente acheminés aux États-Unis. En 2025, 31 % des volumes de vente de gaz naturel ont été acheminés aux États-Unis (28 % en 2024), où les prix de référence du gaz naturel au NYMEX avaient augmenté pour s'établir à 3,43 \$ US par kpi³ (2,27 \$ US par kpi³ en 2024). L'accroissement d'un exercice à l'autre est également attribuable à l'augmentation du prix de référence du gaz naturel de l'AECO, qui est passé à 1,68 \$ par kpi³ (1,46 \$ par kpi³ en 2024).

Volumes de production

Les volumes de production ont augmenté en 2025, comparativement à ceux de 2024, en raison surtout de la bonne performance de base. En 2024, les volumes de production avaient été inférieurs en raison des activités de révision réalisées.

Redevances

Les actifs du secteur Hydrocarbures classiques sont assujettis à des régimes de redevances en Alberta et en Colombie-Britannique. Les redevances et les taux de redevance réels ont diminué en 2025, comparativement à ceux de 2024, en raison surtout de la baisse globale des prix de référence servant au calcul des redevances.

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. En 2025, les frais de transport et les frais de transport unitaires ont augmenté par rapport à ceux de 2024 en raison de l'augmentation des frais de transport pipelinier.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de 2025 ont été les coûts des réparations et de la maintenance et les coûts de la main-d'œuvre, de même que les taxes foncières. Le total des charges d'exploitation et des charges d'exploitation unitaires a diminué comparativement à celui de 2024, en raison principalement de la baisse des coûts des activités de révision ainsi que de la diminution des coûts de collecte et de traitement.

Production extracôtière

En 2025, nous avons :

- assuré le déroulement sécuritaire et fiable de notre exploitation;
- produit 67,3 milliers de bep par jour de pétrole brut léger, de LGN et de gaz naturel (66,6 milliers de bep par jour en 2024);
- dégagé une marge d'exploitation de 1,1 G\$, soit une augmentation de 23 M\$ comparativement à 2024;
- enregistré un prix net opérationnel moyen de 52,27 \$ par bep (52,38 \$ par bep en 2024);
- engagé des dépenses d'investissement de 934 M\$ liées surtout à l'avancement du projet West White Rose.

En 2025, nous avons fait progresser considérablement le projet West White Rose. Les installations de surface ont été fixées sur la structure de béton et nous avons terminé les raccordements sous-marins à notre système de production existant au NPSD *SeaRose*. Les travaux de raccordement et de mise en service de la plateforme ont continué de progresser et étaient pratiquement achevés au quatrième trimestre de 2025, malgré des conditions météorologiques difficiles au large des côtes. Nous prévoyons commencer le forage au deuxième trimestre de 2026.

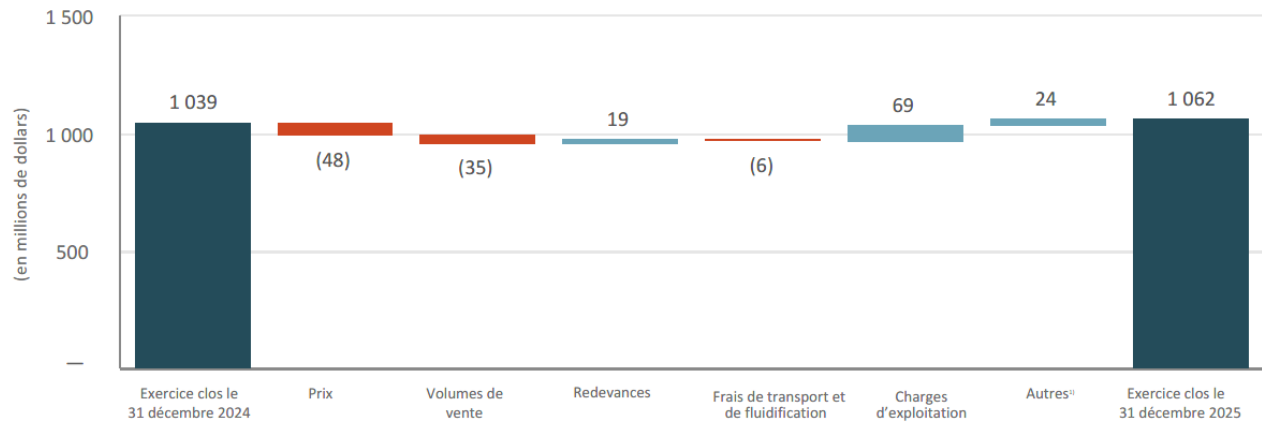
Résultats financiers

	2025			2024		
	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière
(en millions de dollars)						
Chiffre d'affaires brut						
Ventes externes	420	1 088	1 508	322	1 250	1 572
Ventes intersectorielles	—	—	—	—	—	—
	420	1 088	1 508	322	1 250	1 572
Redevances	(4)	(76)	(80)	(2)	(97)	(99)
Produits des activités ordinaires	416	1 012	1 428	320	1 153	1 473
Charges						
Produits achetés	—	—	—	—	—	—
Frais de transport et de fluidification	17	—	17	11	—	11
Charges d'exploitation	226	123	349	290	133	423
Marge d'exploitation¹⁾	173	889	1 062	19	1 020	1 039
Amortissement et épuisement			440			563
Coûts de prospection			8			66
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			(31)			(53)
Résultat sectoriel			645			463

1) La marge d'exploitation de la région de l'Atlantique et de la région de l'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

Exercice clos le 31 décembre 2025



1) Comprennent les autres activités non liées à la production de pétrole brut ou de gaz naturel.

Résultats d'exploitation

	2025	2024
Volumes de vente		
Région de l'Atlantique (kb/j)	11,3	8,0
Région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)		
Chine	38,3	42,6
Indonésie¹)	15,9	16,0
Total – région de l'Asie-Pacifique	54,2	58,6
Total – volumes de vente (kbep/j)	65,5	66,6
Production par produit		
Région de l'Atlantique – pétrole brut léger (kb/j)	13,1	8,0
Région de l'Asie-Pacifique¹)		
LGN (kb/j)	7,6	11,0
Gaz naturel classique (Mpi³/j)	279,3	285,3
Total – région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)	54,2	58,6
Total – production (kbep/j)	67,3	66,6
Taux de redevance réel²) (%)		
Région de l'Atlantique	1,0	0,7
Région de l'Asie-Pacifique¹)	11,1	9,5

1) Les volumes de vente, les volumes de production et les taux de redevance présentés tiennent compte de la participation de 40 % de Cenovus dans la coentreprise HCML.

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.

Prix nets opérationnels¹⁾

(\$/bep, sauf indication contraire)	2025			
	Région de l'Atlantique (\$/b)	Chine	Indonésie	Total – production extracôtière ²⁾
Prix de vente réalisé	97,11	77,81	59,31	76,66
Redevances	0,95	5,43	14,34	6,81
Transport et fluidification	4,04	—	—	0,70
Charges d'exploitation	54,07	8,16	11,39	16,88
Prix net opérationnel	38,05	64,22	33,58	52,27

(\$/bep, sauf indication contraire)	2024			
	Région de l'Atlantique (\$/b)	Chine	Indonésie	Total – production extracôtière ²⁾
Prix de vente réalisé	109,58	80,26	57,82	78,40
Redevances	0,72	6,19	9,32	6,29
Transport et fluidification	3,81	—	—	0,46
Charges d'exploitation	97,70	7,61	10,93	19,27
Prix net opérationnel	7,35	66,46	37,57	52,38

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

2) Les valeurs unitaires reflètent la participation de 40 % de Cenovus dans la coentreprise HCML.

Produits des activités ordinaires

En 2025, le chiffre d'affaires brut a diminué, comparativement à celui de 2024, en raison de la baisse des volumes de vente en Chine et de la diminution des prix de vente réalisés, ces facteurs étant contrebalancés en partie par l'augmentation des volumes de vente pour nos activités dans la région de l'Atlantique.

Prix

Notre prix de vente réalisé dans la région de l'Atlantique a diminué en 2025, comparativement à celui de 2024, principalement en raison de la baisse du prix de référence du Brent. Les prix du gaz naturel vendu dans la région de l'Asie-Pacifique sont fixés par des contrats à long terme.

Volumes de production

La production de pétrole brut léger provenant des champs White Rose et Terra Nova est déchargée respectivement du NPSD *SeaRose* et du NPSD *Terra Nova* vers des navires pétroliers et stockée dans un terminal terrestre avant d'être expédiée aux acheteurs, ce qui occasionne des délais entre la production et la vente.

La production dans la région de l'Atlantique a augmenté en 2025, comparativement à celle de 2024, essentiellement en raison du redémarrage de la production au champ White Rose au premier trimestre de 2025 à la suite de l'achèvement du projet de prolongement de la durée d'utilité du NPSD *SeaRose*. La production dans la région de l'Atlantique avait été moins élevée en 2024, car la production au champ White Rose avait été suspendue à la fin de décembre 2023 pour préparer le projet.

La production dans la région de l'Asie-Pacifique a diminué en 2025, comparativement à celle de 2024, en raison de la baisse des volumes de vente visés par des contrats en Chine.

Redevances

Les taux de redevance aux champs White Rose et Terra Nova sont régis par une entente avec le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador qui limite les redevances à 1 % du chiffre d'affaires brut jusqu'à ce que certains coûts engagés aient été recouvrés. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, le taux de redevance effectif dans la région de l'Atlantique a été relativement stable par rapport à celui de l'exercice 2024.

Les taux de redevance dans la région de l'Asie-Pacifique sont régis par des contrats de partage de la production avec les gouvernements chinois et indonésien.

Charges

Transport

Les frais de transport comprennent le coût du transport du pétrole brut du NPSD *SeaRose* et du NPSD *Terra Nova* jusqu'aux terminaux terrestres ainsi que les frais de stockage. Les frais de transport pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 ont augmenté pour s'établir à 17 M\$ (11 M\$ en 2024) en raison principalement de volumes de vente plus élevés pour la région de l'Atlantique.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation dans la région de l'Atlantique pour l'exercice 2025 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. Les charges d'exploitation ont diminué, comparativement à celles de 2024, en raison essentiellement de la baisse des coûts des réparations et de la maintenance ainsi que des coûts liés aux navires et aux services aériens, le projet de prolongement de la durée d'utilité du NPSD *SeaRose* s'étant achevé au premier trimestre de 2025. Les charges d'exploitation unitaires ont diminué, comparativement à celles de 2024, en raison essentiellement de la hausse des volumes de vente et de la baisse des coûts liés au projet de prolongement de la durée d'utilité du NPSD *SeaRose*, comme il est expliqué ci-dessus.

Les principales composantes de nos charges d'exploitation en Chine en 2025 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, les coûts de la main-d'œuvre et les primes d'assurance. Les charges d'exploitation unitaires ont augmenté en 2025, comparativement à celles de 2024, en raison surtout de la baisse des volumes de vente.

Les principales composantes de nos charges d'exploitation en Indonésie en 2025 ont été les coûts des réparations et de la maintenance ainsi que les coûts de la main-d'œuvre. Les charges d'exploitation unitaires en Indonésie ont augmenté, comparativement à celles de 2024, en raison de la hausse des coûts des réparations et de la maintenance, annulée en partie par la diminution des coûts liés aux navires.

SECTEURS EN AVAL

Raffinage au Canada

En 2025, nous avons :

- assuré le déroulement sécuritaire et fiable de notre exploitation;
- enregistré un débit annuel record de 110,7 milliers de barils par jour et atteint un taux d'utilisation unitaire du pétrole brut de 103 % (respectivement 90,5 milliers de barils par jour et 84 % en 2024);
- engagé des charges d'exploitation unitaires, compte non tenu des coûts des activités de révision, de 11,54 \$ par baril (15,38 \$ par baril en 2024);
- dégagé une marge d'exploitation de 354 M\$, soit une augmentation de 434 M\$ comparativement à 2024;
- engagé des dépenses d'investissement de 117 M\$ axées surtout sur les activités de maintien.

Résultats financiers et d'exploitation

(en millions de dollars)	2025	2024
Produits des activités ordinaires	5 079	5 310
Marchandises achetées	4 128	4 483
Marge brute¹⁾	951	827
Charges		
Charges d'exploitation	597	907
Marge d'exploitation	354	(80)
Amortissement et épuisement	178	185
Résultat sectoriel	176	(265)

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2025	2024
Marge brute	951	827
Ajouter (déduire) :		
(Profit) perte lié à la détention de stocks ¹⁾	3	(2)
Marge brute ajustée²⁾	954	825
Marge de raffinage ajustée³⁾ (\$/b)	19,57	20,72

1) Le profit ou la perte lié à la détention de stocks rend compte de l'écart entre le coût des volumes produits au coût en vigueur durant la période et le coût des volumes produits évalué selon la méthode du premier entré, premier sorti ou au coût moyen pondéré, comme l'exigent les normes IFRS de comptabilité.

2) Mesure financière hors PCGR. 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 produits des activités ordinaires tirés de l'usine de valorisation, de la raffinerie de Lloydminster et des activités liées aux carburants commerciaux pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 se sont établis à 4,8 G\$ (5,0 G\$ en 2024).

Produits des activités ordinaires, marge brute ajustée et marge de raffinage ajustée

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. 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 et en bitume.

Les activités de la raffinerie de Lloydminster permettent de transformer le pétrole brut lourd fluidifié en asphalte, en distillats en gros 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 produits des activités ordinaires ont diminué comparativement à ceux de 2024, en raison de la baisse des prix des produits raffinés, contrebalancée en partie par la hausse des volumes de vente.

La marge brute ajustée a augmenté en 2025, comparativement à celle de 2024, en raison surtout des coûts moins élevés de la charge d'alimentation découlant de la baisse des prix de référence du pétrole brut et de l'augmentation des volumes de vente, ces facteurs étant annulés en partie par la baisse des prix des produits raffinés et la diminution de l'écart entre le WTI et le WCS.

La marge de raffinage ajustée a diminué en 2025, l'augmentation de la marge brute ajustée susmentionnée ayant été plus que contrebalancée par l'accroissement du total des intrants traités.

(en kb/j, sauf indication contraire)	2025	2024
Capacité opérationnelle	108,0	108,0
Total des intrants traités	119,4	96,6
Débit unitaire de pétrole brut	110,7	90,5
Taux d'utilisation unitaire de pétrole brut (%)	103	84
Production totale	127,3	103,1
Pétrole brut synthétique	52,0	41,0
Asphalte	17,9	15,7
Diesel	15,2	10,8
Autres	37,2	30,8
Éthanol	5,0	4,8

L'usine de valorisation et la raffinerie de Lloydminster s'approvisionnent en charge d'alimentation en pétrole brut auprès de notre secteur Sables bitumineux. En 2025, 14 % des volumes de vente du secteur Sables bitumineux ont été achetés par notre secteur Raffinage au Canada (12 % en 2024).

Le débit et la production totale ont augmenté en 2025, comparativement à ceux de 2024. En 2025, nos actifs ont fonctionné à plein rendement ou plus grâce aux initiatives d'amélioration continue et à la fiabilité élevée de nos actifs. En 2024, nous avons achevé en toute sécurité les plus importantes activités de révision jamais réalisées à l'usine de valorisation, ce qui avait eu pour conséquence de réduire le débit et d'augmenter les charges d'exploitation.

Charges d'exploitation

Le tableau et l'analyse ci-dessous portent sur les charges d'exploitation associées à l'usine de valorisation, à la raffinerie de Lloydminster et aux activités liées aux carburants commerciaux.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2025	2024
Charges d'exploitation – valorisation et raffinage	505	798
Charges d'exploitation – compte non tenu des coûts des activités de révision	503	544
Charges d'exploitation – compte tenu des coûts des activités de révision	2	254
Charges d'exploitation unitaires¹⁾ (\$/b)	11,59	22,56
Charges d'exploitation unitaires – compte non tenu des coûts des activités de révision	11,54	15,38
Charges d'exploitation unitaires – compte tenu des coûts des activités de révision	0,05	7,18

1) 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 de la main-d'œuvre ainsi que les coûts des réparations et de la maintenance.

En 2025, les charges d'exploitation ont diminué, comparativement à celles de 2024, en raison essentiellement de la baisse des coûts des activités de révision et des autres coûts liés aux projets. Les coûts des activités de révision et les autres coûts liés aux projets étaient supérieurs en 2024 en raison des activités de révision réalisées à l'usine de valorisation, tel qu'il est expliqué précédemment.

Les charges d'exploitation, compte non tenu des coûts des activités de révision, ont diminué en 2025, par rapport à celles de 2024, en raison de la diminution des coûts liés aux projets.

En 2025, la diminution des charges d'exploitation conjuguée à l'augmentation du total des intrants traités s'est traduite par une diminution des indicateurs d'exploitation unitaires, comparativement à 2024.

Raffinage aux États-Unis

En 2025, nous avons :

- assuré le déroulement sécuritaire et fiable de notre exploitation;
- enregistré un débit de 515,9 milliers de barils par jour, comparativement à 556,4 milliers de barils par jour en 2024, et un taux d'utilisation unitaire de pétrole brut de 94 % (91 % en 2024);
- réduit les charges d'exploitation unitaires, compte non tenu des coûts des activités de révision, pour les ramener à 10,88 \$ par baril (11,55 \$ par baril en 2024);
- comptabilisé une marge d'exploitation déficitaire de 149 M\$ (232 M\$ en 2024);
- engagé des dépenses d'investissement de 442 M\$ axées surtout sur les projets liés à la fiabilité et les activités de maintien;
- conclu la cession de WRB le 30 septembre 2025.

Résultats financiers et d'exploitation

(en millions de dollars)

	2025	2024
Produits des activités ordinaires	24 118	28 308
Marchandises achetées	21 727	25 769
Marge brute¹⁾	2 391	2 539
Charges		
Charges d'exploitation	2 546	2 763
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(6)	8
Marge d'exploitation	(149)	(232)
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	(5)	8
Amortissement et épuisement	566	462
Résultat sectoriel	(710)	(702)

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2025	2024
Marge brute	2 391	2 539
Ajouter (déduire) :		
(Profit) perte lié à la détention de stocks ¹⁾	298	(23)
Marge brute ajustée²⁾	2 689	2 516
Marge de raffinage ajustée²⁾ (\$/b)	13,44	11,83
Marge de craquage moyenne pondérée, déduction faite des NIR (\$ US/b)	13,85	13,01
Marge de craquage moyenne pondérée, déduction faite des NIR (\$ CA/b)	19,34	17,82
Capture du marché ajustée²⁾ (%)	69	67

1) Le profit ou la perte lié à la détention de stocks rend compte de l'écart entre le coût des volumes produits au coût en vigueur durant la période et le coût des volumes produits évalué selon la méthode du premier entré, premier sorti ou au coût moyen pondéré, comme l'exigent les normes IFRS de comptabilité.

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

Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires ont diminué en 2025, comparativement à ceux de 2024, en raison surtout de la baisse des volumes de vente découlant de la cession de WRB ainsi que de la diminution des prix des produits raffinés.

Marge brute ajustée, marge de raffinage ajustée et capture du marché ajustée

Les marges de craquage de référence sur le marché ne reflètent pas exactement la configuration de nos raffineries pour le traitement du pétrole brut et le rendement des produits, ni l'emplacement où les produits sont vendus, mais elles sont utilisées comme indicateur général du marché.

En 2025, les marges de craquage 3-2-1 à Chicago ont augmenté de 16 % et les marges de craquage 3-2-1 du groupe 3 ont augmenté de 23 %, comparativement à celles de 2024. L'accroissement des marges de craquage a été en partie annulé par la hausse de 55 % du coût moyen des NIR, par rapport à 2024.

D'un exercice à l'autre, la marge brute ajustée a augmenté en raison surtout de l'amélioration de la fiabilité, de l'obtention d'une dérogation pour les petits raffineurs et d'un règlement relatif à un pipeline. L'augmentation des marges de craquage moyennes pondérées, compte non tenu des NIR, a été contrebalancée par la réduction de l'écart entre le prix du WTI et le prix du WCS.

La marge de raffinage ajustée correspond à la marge brute ajustée, par baril, et est tributaire de nombreux facteurs. Certains de ces facteurs comprennent le type de charge d'alimentation en pétrole brut traité, la configuration des raffineries et la proportion d'essence, de distillats et de produits secondaires qui composent leur production, ainsi que les coûts de la charge d'alimentation.

La marge de raffinage ajustée et la capture du marché ajustée ont augmenté en 2025, comparativement à celles de 2024, en raison de l'accroissement de la marge brute ajustée susmentionnée et de la baisse du total des intrants traités.

(en milliers de barils par jour, sauf indication contraire)	2025	2024
Capacité opérationnelle¹⁾	549,9	612,3
Total des intrants traités	548,1	581,4
Débit unitaire de pétrole brut	515,9	556,4
Pétrole brut lourd	197,9	219,6
Pétrole brut moyen ou léger	318,0	336,8
Taux d'utilisation unitaire de pétrole brut¹⁾ (%)	94	91
Production totale de produits raffinés	559,9	590,0
Essence	266,7	280,5
Distillats ²⁾	195,3	209,1
Asphalte	23,9	28,3
Autres	74,0	72,1

1) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, la capacité opérationnelle présentée et le taux d'utilisation unitaire de pétrole brut tiennent compte de l'incidence moyenne pondérée de la cession de WRB, qui s'est conclue le 30 septembre 2025.

2) Comprend le diesel et le carburéacteur.

Le débit et la production de produits raffinés ont diminué en 2025, comparativement à 2024. Cette diminution s'explique essentiellement par la cession de WRB le 30 septembre 2025 et par l'incidence d'activités de révision réalisées à la raffinerie de Toledo ainsi qu'aux raffineries non exploitées de Wood River et de Borger au cours de l'exercice. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2025, WRB a enregistré un débit de pétrole brut de 238,7 milliers de barils par jour et une production de produits raffinés de 248,8 milliers de barils par jour, en montants nets, pour Cenovus. La diminution du débit et de la production de produits raffinés a été contrebalancée en partie par l'amélioration de la fiabilité au sein de nos raffineries exploitées du fait des améliorations opérationnelles continues apportées à nos installations du secteur Raffinage aux États-Unis. En 2024, le débit et la production de produits raffinés avaient subi l'incidence d'activités de révision effectuées à la raffinerie de Lima et à la raffinerie non exploitée de Borger.

Charges d'exploitation

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2025	2024
Charges d'exploitation	2 546	2 763
Charges d'exploitation – compte non tenu des coûts des activités de révision	2 176	2 457
Charges d'exploitation – compte tenu des coûts des activités de révision	370	306
Charges d'exploitation unitaires¹⁾ (\$/b)	12,73	12,99
Charges d'exploitation unitaires – compte non tenu des coûts des activités de révision	10,88	11,55
Charges d'exploitation unitaires – compte tenu des coûts des activités de révision	1,85	1,44

1) 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.

Les charges d'exploitation ont diminué en 2025, comparativement à celles de 2024, en raison surtout de la diminution des coûts des réparations et de la maintenance ainsi que des coûts liés aux projets, ces facteurs étant annulés en partie par la hausse des coûts des activités de révision. Les charges d'exploitation globales ont été moins élevées en 2025, comparativement à celles de 2024, ce qui est attribuable en partie à la cession de WRB en septembre 2025.

Les coûts des activités de révision ont augmenté, comparativement à ceux de 2024, en raison d'activités de révision effectuées à la raffinerie de Toledo et aux raffineries non exploitées de Wood River et de Borger. En 2024, des activités de révision avaient été effectuées à la raffinerie de Lima et à la raffinerie non exploitée de Borger.

Les charges d'exploitation, compte non tenu des coûts des activités de révision, ainsi que les indicateurs unitaires s'y rattachant, ont diminué en 2025, par rapport à ceux de 2024. Cette diminution découle en grande partie de la baisse des charges d'exploitation contrôlables, notamment les coûts des réparations et de la maintenance et les coûts liés aux projets, ainsi que de l'incidence favorable des initiatives d'amélioration opérationnelle continue et de l'amélioration de la fiabilité des actifs en aval que nous exploitons. La diminution des charges d'exploitation, compte non tenu des coûts des activités de révision, a été contrebalancée en partie par la hausse des frais d'électricité.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2025	2024
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(20)	24
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	(9)	16
Frais généraux et frais d'administration	812	794
Charges financières, montant net	569	514
Coûts d'intégration, coûts de transaction et autres coûts	234	166
(Profit) perte de change, montant net	(361)	462
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(87)	(119)
Autres (produits) charges, montant net	(115)	(55)

Frais généraux et frais d'administration

En 2025, les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été les coûts de la main-d'œuvre et les coûts liés aux technologies de l'information. L'augmentation des frais généraux et frais d'administration s'explique essentiellement par la hausse des coûts au titre des primes d'intéressement à long terme, annulée en partie par les initiatives visant à réduire les coûts généraux.

Charges financières, montant net

Les charges financières, montant net, ont augmenté en 2025, comparativement à celles de 2024, en raison essentiellement de la diminution des produits d'intérêts et de l'augmentation de la charge d'intérêts liée à une dette moyenne plus élevée. 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.

Pour 2025, le taux d'intérêt moyen pondéré annuel sur l'encours de la dette s'est établi à 4,5 % (4,5 % en 2024).

Coûts d'intégration, coûts de transaction et autres coûts

En 2025, nous avons engagé 234 M\$ au titre des coûts d'intégration, coûts de transaction et autres coûts en raison essentiellement des coûts d'intégration et de transaction se rapportant à l'acquisition de MEG en lien avec la normalisation des processus de gestion des données afin d'améliorer l'efficacité et l'efficacité des systèmes informatiques de la société.

En 2024, nous avons engagé des coûts de 166 M\$ liés en grande partie à la mise à niveau et au remplacement de certains systèmes informatiques, à l'optimisation des processus d'affaires et à l'uniformisation des données à l'échelle de la société.

(Profit) perte de change, montant net

(en millions de dollars)	2025	2024
(Profit) perte de change latent	(424)	550
(Profit) perte de change réalisé	63	(88)
	(361)	462

Les pertes et profits de change latents sont essentiellement attribuables à la conversion de la dette libellée en dollars américains. Au 31 décembre 2025, la valeur du dollar canadien par rapport à celle du dollar américain avait augmenté de 5 % comparativement à ce qu'elle était au 31 décembre 2024. Au 31 décembre 2024, la valeur du dollar canadien par rapport à celle du dollar américain avait diminué de 8 % comparativement à ce qu'elle était au 31 décembre 2023. En 2025, les pertes de change réalisées ont été essentiellement attribuables au fonds de roulement et au rachat de titres de créance libellés en dollars américains.

(Profit) perte à la sortie d'actifs

En 2025, la société a inscrit un profit avant impôt de 119 M\$ relativement à la cession de WRB. La société s'est également départie de certains des actifs de production par méthode thermique de Lloydminster, dans le secteur Sables bitumineux, ce qui a donné lieu à la comptabilisation d'une perte avant impôt de 58 M\$.

Avant la clôture de l'acquisition de MEG, la société détenait un total de 25,0 millions d'actions ordinaires de MEG. La juste valeur à la date d'acquisition de la participation antérieure détenue sous forme d'actions ordinaires de MEG a été estimée à 775 M\$, et la valeur comptable nette était de 752 M\$. Cenovus a comptabilisé un profit lié à la réévaluation de 23 M\$ qui a été comptabilisé dans les profits (pertes) à la sortie d'actifs, dans le résultat net.

En 2024, la société avait comptabilisé un profit avant impôt de 65 M\$ à la sortie d'actifs en lien avec la cession de Duvernay ainsi qu'un profit avant impôt de 51 M\$ à la sortie d'actifs non essentiels de notre secteur Hydrocarbures classiques.

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)

	2025	2024
Impôt exigible		
Canada	540	1 141
États-Unis	(1)	9
Région de l'Asie-Pacifique	198	214
Autres pays	41	39
Total de la charge (du produit) d'impôt exigible	778	1 403
Charge (produit) d'impôt différé	(231)	(474)
	547	929

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, la diminution de la charge d'impôt exigible s'explique essentiellement par l'incidence de l'acquisition de MEG. Le taux d'imposition effectif pour 2025 s'est établi à 12,2 % (22,8 % en 2024). La baisse du taux d'imposition effectif en 2025 est surtout attribuable au reclassement de l'écart de conversion cumulatif associé à la cession de WRB, qui n'est pas affecté par l'impôt.

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.

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.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Nos résultats du quatrième trimestre de 2025 rendent compte d'une très bonne performance opérationnelle pour nos entreprises en amont, d'une diminution du débit pour nos activités en aval, qui s'explique en grande partie par la cession de WRB, et de l'incidence sur nos résultats financiers du contexte de baisse des prix des marchandises par rapport au troisième trimestre de 2025.

- La production des secteurs en amont s'est établie en moyenne à 917,9 milliers de bep par jour, ce qui correspond à une augmentation de 85,0 milliers de bep par jour par rapport au troisième trimestre de 2025 et est attribuable en grande partie à la conclusion de l'acquisition de MEG en novembre 2025. La production a également augmenté en raison de la mise en œuvre réussie des programmes de mise en valeur et d'optimisation de nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster.
- Au cours du trimestre, nous avons atteint des jalons dans le cadre d'importants projets. Nous avons atteint la pleine production dans le cadre du projet de raccordement de Narrows Lake à Christina Lake. Toutes les principales unités de traitement comprises dans le projet d'optimisation de Foster Creek ont été mises en service, et le projet a été achevé en avance de l'échéancier prévu, ce qui a permis une production supplémentaire. À Sunrise, l'injection de vapeur a débuté à la première des nouvelles plateformes d'exploitation mises en service dans le secteur est de la région de mise en valeur.
- La mise en service de la plateforme au projet West White Rose s'est poursuivie, malgré des conditions météorologiques difficiles. La construction et les travaux de soudage sont terminés, et les tests d'intégration sont en cours.
- Le débit des secteurs en aval a diminué de 35 % comparativement à celui du troisième trimestre de 2025 pour s'établir à 465,5 milliers de barils par jour, en raison de la cession de WRB.
- Au quatrième trimestre de 2025, le prix de référence du WTI a diminué, passant de 64,93 \$ US le baril à 59,14 \$ US le baril, tandis que le prix du WCS à Hardisty est passé de 54,54 \$ US le baril à 47,94 \$ US le baril. En outre, les marges de craquage 3-2-1 à Chicago et les marges de craquage 3-2-1 du groupe 3 ont chuté de 25 % et de 19 %, respectivement, par rapport à celles du troisième trimestre de 2025, pour s'établir respectivement à 18,20 \$ US et à 19,25 \$ US par baril.
- La capture du marché ajustée du secteur Raffinage aux États-Unis a augmenté de 41 % par rapport au troisième trimestre pour s'établir à 106 %, ce qui s'explique par la réception d'un règlement relatif à un pipeline au cours du trimestre ainsi que par le maintien de la fiabilité, ce qui nous a permis de tirer avantage des conditions du marché.
- Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont augmenté pour s'établir à 2,4 G\$, comparativement à 2,1 G\$ au troisième trimestre de 2025, et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont augmenté pour s'établir à 2,7 G\$, soit une hausse de 8 % par rapport au troisième trimestre, la diminution de la marge d'exploitation ayant été plus que compensée par la diminution de la charge d'impôt exigible.
- Nous avons versé 1,1 G\$ à nos actionnaires au moyen du versement de dividendes de base sur les actions ordinaires et privilégiées totalisant 380 M\$ et du rachat d'actions d'un montant de 714 M\$ dans le cadre de notre offre publique.

Aperçu des résultats trimestriels

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2025				2024			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Prix moyens des marchandises¹⁾ (\$ US/b)								
Brent daté	63,69	69,07	67,82	75,66	74,69	80,18	84,94	83,24
WTI	59,14	64,93	63,74	71,42	70,27	75,09	80,57	76,96
WCS à Hardisty	47,94	54,54	53,47	58,75	57,71	61,54	66,96	57,65
Écart WTI-WCS à Hardisty	11,20	10,39	10,27	12,67	12,56	13,55	13,61	19,31
Chicago – marges de craquage 3-2-1 ²⁾	18,20	24,24	21,64	13,68	12,12	18,62	18,76	17,45
Groupe 3 – marges de craquage 3-2-1 ²⁾	19,25	23,72	23,07	16,48	12,66	18,95	18,13	17,50
NIR	6,04	6,33	6,12	4,76	4,02	3,89	3,39	3,68
Volumes de production en amont³⁾								
Bitume (kb/j)	696,2	615,2	552,1	602,5	608,6	569,6	591,7	595,4
Pétrole brut lourd (kb/j)	28,1	25,4	25,0	21,8	18,0	16,3	18,1	17,9
Pétrole brut léger (kb/j)	22,3	16,3	17,0	16,8	12,3	13,6	13,5	12,5
LGN (kb/j)	27,9	27,8	29,9	29,8	31,7	31,0	33,0	32,4
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	860,4	889,5	851,4	887,9	873,3	844,6	867,2	855,8
Total – volumes de production (kbep/j)	917,9	832,9	765,9	818,9	816,0	771,3	800,8	800,9
Secteurs en aval – total des intrants traités⁴⁾ (kb/j)	498,4	757,6	714,9	700,5	700,5	674,4	652,9	683,8
Débit unitaire de pétrole brut⁴⁾ (kb/j)	465,5	710,7	665,8	665,4	666,7	642,9	622,7	655,2
Secteurs en aval – volumes de production⁴⁾ (kb/j)	527,5	770,3	729,4	722,4	722,6	685,2	659,5	702,1
Produits des activités ordinaires	10 883	13 195	12 319	13 299	12 813	13 819	14 582	13 063
Marge d'exploitation⁵⁾	2 777	2 954	2 066	2 811	2 274	2 408	2 936	3 191
Marge d'exploitation – secteurs en amont ⁶⁾	2 628	2 590	2 137	3 048	2 670	2 731	3 089	2 631
Marge d'exploitation – secteurs en aval ⁶⁾	149	364	(71)	(237)	(396)	(323)	(153)	560
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 408	2 131	2 374	1 315	2 029	2 474	2 807	1 925
Fonds provenant de l'exploitation ajustés⁵⁾	2 674	2 466	1 519	2 212	1 601	1 960	2 361	2 242
Par action – de base ⁵⁾ (\$)	1,47	1,38	0,84	1,21	0,88	1,06	1,27	1,20
Par action – dilué ⁵⁾ (\$)	1,46	1,38	0,84	1,21	0,87	1,05	1,26	1,19
Dépenses d'investissement	1 360	1 154	1 164	1 229	1 478	1 346	1 155	1 036
Fonds provenant de l'exploitation disponibles⁵⁾	1 314	1 312	355	983	123	614	1 206	1 206
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles⁵⁾	(1 597)	745	(306)	373	(416)	146	735	832
Résultat net	934	1 286	851	859	146	820	1 000	1 176
Par action – de base (\$)	0,51	0,72	0,47	0,47	0,08	0,44	0,53	0,62
Par action – dilué (\$)	0,50	0,72	0,45	0,47	0,07	0,42	0,53	0,62
Total de l'actif	63 424	53 573	55 820	56 380	56 539	54 680	56 000	54 994
Dette à long terme, y compris la partie courante	11 032	7 156	7 241	7 524	7 534	7 199	7 275	7 227
Dette nette	8 292	5 255	4 934	5 079	4 614	4 196	4 258	4 827
Rendement en numéraire pour les porteurs d'actions ordinaires et d'actions privilégiées	1 094	1 274	819	595	706	1 070	1 034	436
Actions ordinaires – dividendes de base	376	356	364	327	330	329	334	262
Dividendes de base par action ordinaire (\$)	0,200	0,200	0,200	0,180	0,180	0,180	0,180	0,140
Actions ordinaires – dividendes variables	—	—	—	—	—	—	251	—
Dividendes variables par action ordinaire (\$)	—	—	—	—	—	—	0,135	—
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique	714	918	301	62	108	732	440	165
Dividendes versés sur les actions privilégiées	4	—	4	6	18	9	9	9
Rachat d'actions privilégiées	—	—	150	200	250	—	—	—

1) Ces prix de référence ne correspondent pas aux prix de vente que nous avons réalisés et sont approximatifs.

2) 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.

3) Comprend les résultats de l'acquisition de MEG à compter du 13 novembre 2025.

4) Représente la participation nette de Cenovus dans les activités de raffinage. Depuis la cession de WRB, toutes les activités de raffinage sont entièrement détenues.

5) 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.

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

Comparaison des résultats du quatrième trimestre de 2025 et du quatrième trimestre de 2024

Le sommaire ci-dessous compare les résultats financiers et d'exploitation du trimestre clos le 31 décembre 2025 par rapport à la période correspondante de 2024.

Volumes de production en amont

La production totale des secteurs en amont a augmenté de 101,9 milliers de bep par jour au quatrième trimestre de 2025, par rapport à la période correspondante de 2024, en raison surtout des facteurs suivants :

- l'augmentation de la production de Christina Lake à la suite de l'acquisition de MEG en novembre 2025 et l'augmentation de la production de Narrows Lake;
- les bons résultats tirés des nouvelles plateformes d'exploitation mises en service à Foster Creek et l'achèvement du projet d'optimisation de Foster Creek, ce qui a permis une production supplémentaire;
- le redémarrage de la production au champ White Rose à la suite de l'achèvement du projet de prolongement de la durée d'utilité du NPSD *SeaRose*.

Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par l'interruption temporaire de la production à nos installations de Rush Lake en raison d'un incident survenu au deuxième trimestre de 2025. Au quatrième trimestre, nous avons réussi le redémarrage de la production, et l'augmentation progressive de la production se déroule comme prévu.

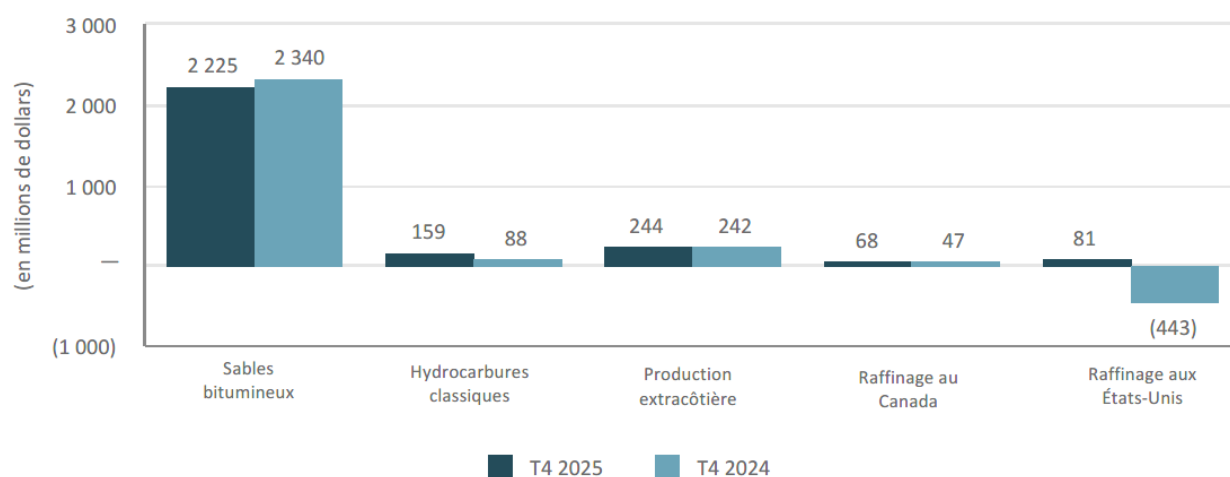
Débit unitaire de pétrole brut et production de produits raffinés par nos secteurs en aval

Le secteur Raffinage au Canada a obtenu de solides résultats au quatrième trimestre, le taux d'utilisation unitaire du pétrole brut s'étant établi à 105 % (97 % en 2024). Le débit a augmenté de 8,5 milliers de barils par jour pour s'établir à 112,9 milliers de barils par jour, tandis que la production a augmenté de 12,9 milliers de barils par jour pour s'établir à 131,3 milliers de barils par jour, comparativement à 2024. En 2025, nos actifs ont fonctionné à plein rendement ou plus grâce aux initiatives d'amélioration continue et au maintien de la fiabilité élevée de nos actifs.

Pour le secteur Raffinage aux États-Unis, le taux d'utilisation unitaire du pétrole brut a augmenté pour s'établir à 97 % (92 % en 2024) en raison de la fiabilité accrue et des améliorations opérationnelles continues. Le débit a diminué de 209,7 milliers de barils par jour pour s'établir à 352,6 milliers de barils par jour, tandis que la production totale de produits raffinés a diminué de 208,0 milliers de barils par jour pour s'établir à 396,2 milliers de barils par jour, comparativement à 2024, en raison essentiellement de la cession de WRB.

Marge d'exploitation

Trimestres clos les 31 décembre 2025 et 2024



La marge d'exploitation a augmenté, comparativement à celle du quatrième trimestre de 2024, principalement en raison des facteurs suivants :

- la hausse des volumes de vente au sein des secteurs Sables bitumineux et Raffinage au Canada;
- l'augmentation des marges de craquage sur le marché pour le secteur Raffinage aux États-Unis ainsi que la réception d'un règlement relatif à un pipeline au cours du trimestre.

Cette hausse a été annulée en partie par :

- l'incidence de la baisse des prix de vente réalisés sur les produits des activités ordinaires du secteur Sables bitumineux en raison du recul des prix de référence du WTI, contrebalancée en partie par la réduction de l'écart entre le WTI et le WCS;
- l'augmentation des charges d'exploitation dans le secteur Sables bitumineux en raison de l'augmentation des coûts du carburant.

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

Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 379 M\$ par rapport au quatrième trimestre de 2024 pour s'établir à 2,4 G\$ au quatrième trimestre de 2025, ce qui s'explique essentiellement par la diminution de la charge d'impôt exigible et par la hausse de la marge d'exploitation, ces facteurs étant annulés en partie par la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. La variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement en 2025 s'explique essentiellement par la diminution des comptes débiteurs. En 2024, la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement était principalement attribuable à la hausse des comptes créditeurs et de l'impôt sur le résultat à payer conjuguée à une diminution des comptes débiteurs, ces facteurs étant contrebalancés en partie par la hausse des stocks.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont établis à 2,7 G\$ au quatrième trimestre de 2025, en hausse par rapport à 1,6 G\$ au quatrième trimestre de 2024, en raison surtout de la baisse de la charge d'impôt exigible et de la hausse de la marge d'exploitation, ces facteurs étant annulés en partie par les coûts d'intégration, coûts de transaction et autres coûts liés à l'acquisition de MEG.

Résultat net

Le résultat net comptabilisé au quatrième trimestre de 2025 s'est établi à 934 M\$, comparativement à 146 M\$ au quatrième trimestre de 2024. Cette augmentation s'explique en grande partie par l'augmentation de la marge d'exploitation et par des profits de change, comparativement à des pertes de change en 2024, ces facteurs étant annulés en partie par la hausse de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement se sont établies à 1,4 G\$ au quatrième trimestre de 2025, comparativement à 1,5 G\$ au quatrième trimestre de 2024, alors que nous avons poursuivi nos travaux de maintien et nos projets de croissance dans nos secteurs en amont.

RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ

Au 31 décembre 2025 (avant redevances) ^{1), 2)}	Bitume ³⁾ (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ⁴⁾ (Gpi ³⁾)	Total (Mbep)
Réserves prouvées totales	5 697	87	59	1 745	6 135
Réserves probables	3 227	71	28	878	3 472
Total – réserves prouvées et probables	8 924	158	87	2 622	9 607

Au 31 décembre 2024 (avant redevances) ^{1), 2)}	Bitume ³⁾ (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ⁴⁾ (Gpi ³⁾)	Total (Mbep)
Réserves prouvées totales	5 179	91	69	1 950	5 664
Réserves probables	2 500	77	37	1 071	2 793
Total – réserves prouvées et probables	7 679	168	107	3 021	8 457

1) Les totaux pourraient ne pas correspondre en raison de l'arrondissement des chiffres.

2) Comprend les valeurs attribuables à la participation de 30 % de Cenovus dans la coentreprise Duvernay et à la participation de 40 % de Cenovus dans la coentreprise HCLM.

3) Comprend les réserves de pétrole brut lourd, qui ne sont pas significatives.

4) Comprend les réserves de gaz de schiste, qui ne sont pas significatives.

Les faits saillants survenus en 2025, comparativement à 2024, sont notamment les suivants :

- Les réserves prouvées totales brutes et les réserves prouvées et probables totales brutes de bitume ont augmenté respectivement de 518 millions de barils et de 1 245 millions de barils. Cette augmentation s'explique par l'acquisition de MEG ainsi que par des prolongations liées à la poursuite de la mise en valeur et à des mises à jour des programmes de mise en valeur dans notre secteur Sables bitumineux, de même que par des révisions techniques liées à l'amélioration du taux de récupération de nos actifs de Sunrise et de nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par la production de l'exercice considéré et par des révisions techniques négatives liées à la variation du taux de récupération à Christina Lake et à Foster Creek ainsi que par une cession mineure au sein de nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster.
- Les réserves prouvées totales brutes et les réserves prouvées et probables totales brutes de pétrole léger et moyen ont diminué de 4 millions de barils et de 10 millions de barils, respectivement. Cette diminution s'explique par la production de l'exercice considéré et par des révisions techniques négatives liées à des mises à jour des programmes de mise en valeur du secteur Hydrocarbures classiques. Cette réduction a été annulée en partie par des prolongations liées à des mises à jour des programmes de mise en valeur du secteur Hydrocarbures classiques.
- Les réserves prouvées totales brutes et les réserves prouvées et probables totales brutes de LGN ont diminué de 10 millions de barils et de 20 millions de barils, respectivement. Cette diminution s'explique par la production de l'exercice considéré et par des révisions techniques négatives liées à des mises à jour des programmes de mise en valeur du secteur Hydrocarbures classiques de même que par des révisions techniques négatives liées à la diminution du taux de récupération en Indonésie. Cette diminution a été annulée en partie par des prolongations liées à des mises à jour des programmes de mise en valeur du secteur Hydrocarbures classiques et par des révisions techniques découlant de l'amélioration du taux de récupération en Chine.
- Les réserves prouvées totales brutes et les réserves prouvées et probables totales brutes de gaz naturel classique ont diminué de 205 milliards de pieds cubes et de 399 milliards de pieds cubes, respectivement. Cette diminution s'explique par la production de l'exercice considéré et par des révisions techniques négatives liées à des mises à jour des programmes de mise en valeur du secteur Hydrocarbures classiques de même que par des révisions techniques négatives liées à la diminution du taux de récupération en Indonésie. Cette diminution a été annulée en partie par des prolongations liées à des mises à jour des programmes de mise en valeur du secteur Hydrocarbures classiques, par des révisions techniques découlant de l'augmentation des volumes de gaz naturel initiaux en Chine, et par des acquisitions mineures dans le secteur Hydrocarbures classiques.

Les données relatives aux réserves présentées en date du 31 décembre 2025 se fondent sur une moyenne des prévisions en matière de prix, d'inflation et de taux de change (la « moyenne prévisionnelle ») établie par McDaniel & Associates Consultants Ltd., GLJ Ltd. et Sproule ERCE. La moyenne prévisionnelle est datée du 1^{er} janvier 2026. L'information comparative au 31 décembre 2024 se fonde sur la moyenne prévisionnelle établie au 1^{er} janvier 2025.

D'autres informations sur l'évaluation de nos réserves et la communication de l'information connexe, conformément au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières, sont présentées dans la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2025. La notice annuelle se trouve sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov, ainsi que sur notre site Web à l'adresse cenovus.com. Les risques et incertitudes importants associés à l'estimation des réserves sont exposés aux sections « Gestion des risques et facteurs de risque » et « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

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.

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. Nos autres sources de liquidités comprennent les prélèvements sur nos facilités de crédit engagées, les 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)	2025	2024
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :		
Activités d'exploitation	8 228	9 235
Activités d'investissement	(7 677)	(5 126)
Flux de trésorerie compte non tenu des activités de financement, montant net	551	4 109
Activités de financement	(749)	(3 505)
Incidence des fluctuations du cours de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(155)	262
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(353)	866
Au 31 décembre (en millions de dollars)	2025	2024
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 740	3 093
Dette totale	11 032	7 707

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

En 2025, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont diminué par rapport à 2024, principalement en raison des variations du fonds de roulement hors trésorerie, contrebalancées en partie par la réduction de la charge d'impôt exigible et la baisse des coûts au titre des primes d'intéressement à long terme réglées en trésorerie. Le fonds de roulement hors trésorerie a affiché une baisse de 363 M\$ des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation, attribuable essentiellement à la hausse des comptes débiteurs et au recul des comptes créditeurs et des passifs d'impôt, facteurs annulés en partie par la baisse des stocks, exclusion faite de l'incidence de l'acquisition de MEG et de la cession de WRB.

En 2024, la variation du fonds de roulement hors trésorerie a été une source de trésorerie de 1,3 G\$, en raison de la baisse des comptes débiteurs, de la hausse des comptes créditeurs et de l'augmentation de l'impôt exigible, facteurs en partie annulés par l'accroissement des stocks.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont augmenté en 2025, comparativement à celles de l'exercice 2024. Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont été principalement affectées aux dépenses d'investissement et à l'acquisition de MEG, contrebalancées en partie par la cession de WRB.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement.

En 2025, les sorties de trésorerie liées aux activités de financement se sont établies à 749 M\$, comparativement à 3,5 G\$ en 2024. Cette diminution s'explique essentiellement par le rachat de certains billets non garantis de premier rang et l'augmentation des rachats d'actions dans le cadre de l'offre publique de la société, facteurs annulés en partie par la hausse de la dette à long terme à la suite de l'obtention d'une facilité de crédit à terme de 2,7 G\$ et de l'émission de billets de premier rang non garantis d'un montant de 2,6 G\$.

Fonds de roulement

Au 31 décembre 2025, le fonds de roulement s'élevait à 3,6 G\$ (3,1 G\$ au 31 décembre 2024). L'accroissement du fonds de roulement s'explique essentiellement par la hausse des comptes débiteurs et la baisse des comptes créditeurs, annulées en partie par la réduction des stocks.

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. Notre cible de dette nette est de 4,0 G\$ et 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 un prix du WTI d'environ 45,00 \$ US le baril.

À la clôture de l'acquisition de MEG, nous avons ajusté la structure des rendements aux actionnaires comme suit :

- Lorsque la dette nette est supérieure à 6,0 G\$, la société visera à verser aux actionnaires environ 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles, le reste étant affecté à l'allègement du bilan.
- Lorsque la dette nette se situe entre 6,0 G\$ et 4,0 G\$, la société visera à verser aux actionnaires environ 75 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles, le reste étant affecté à l'allègement du bilan.

Nous maintenons notre cible de dette nette à long terme à 4,0 G\$, et lorsque nous atteindrons les ratios d'endettement ciblés, nous prévoyons remettre aux actionnaires près de la totalité de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles, tout en maintenant notre dette nette autour de 4,0 G\$ au fil du temps. Les variations du fonds de roulement et des taux de change de même que 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.

Le 31 décembre 2025, notre dette nette était de 8,3 G\$ et, par conséquent, notre rendement cible pour les actionnaires pour le trimestre clos le 31 mars 2026 sera de 50 % de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles du premier trimestre.

Emprunts à court terme

Il n'y avait aucun prélèvement direct sur nos facilités remboursables à vue non engagées au 31 décembre 2025 et au 31 décembre 2024. Le 30 septembre 2025, Cenovus a achevé la cession de WRB, qui comprenait la quote-part de la société de l'encours des facilités remboursables à vue non engagées de WBR, soit 225 M\$ US (313 M\$ CA). La quote-part de Cenovus de l'encours des facilités remboursables à vue non engagées de WBR au 31 décembre 2024 était de 120 M\$ US (173 M\$ CA).

Dette à long terme, y compris la partie courante

Au 31 décembre (en millions de dollars)	2025	2024
Facilité de crédit à terme	2 700	—
Billets de premier rang non garantis libellés en dollars américains	5 887	5 470
Billets de premier rang non garantis libellés en dollars canadiens	2 450	2 000
Capital total de la dette	11 037	7 470

À leur échéance le 15 juillet 2025, la société a remboursé en totalité ses billets non garantis de premier rang à 5,38 % d'un capital de 133 M\$ US.

Nous avons obtenu une facilité de crédit à terme de 2,7 G\$ échéant le 28 février 2029 pour financer partiellement la contrepartie en trésorerie de l'acquisition de MEG. À la clôture de l'acquisition de MEG, nous avons repris les billets non garantis de premier rang libellés en dollars américains de MEG, d'un capital de 600 M\$ US. Les billets ont par la suite été rachetés en totalité le 1^{er} décembre 2025.

Le 20 novembre 2025, la société a réalisé une offre publique d'achat au Canada et aux États-Unis totalisant 2,6 G\$ de billets de premier rang non garantis consistant en une tranche de billets à 4,25 % d'un montant de 650 M\$ échéant en 2033, une tranche de billets à 4,60 % d'un montant de 550 M\$ échéant en 2035, une tranche de billets à 4,65 % d'un montant de 500 M\$ US échéant en 2031 et une tranche de billets à 5,40 % d'un montant de 500 M\$ US échéant en 2036.

Le 1^{er} décembre 2025, la société a remboursé en totalité ses billets de premier rang non garantis à 4,25 % d'un capital de 373 M\$ US. Le 22 décembre 2025, la société a remboursé en totalité ses billets de premier rang non garantis à 3,60 % d'un capital de 750 M\$.

Au 31 décembre 2025, nous respectons toutes les conditions de nos conventions d'emprunt, y compris celles de notre facilité de crédit engagée et de notre facilité d'emprunt à terme. Nous sommes tenus de conserver un ratio dette/capitaux permanents, tel qu'il est défini dans les conventions d'emprunt, ne dépassant pas 65 %. Notre ratio est en deçà de cette limite.

Sources de liquidités disponibles

Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 31 décembre 2025 :

(en millions de dollars)	Échéance	Montant disponible
Trésorerie et équivalents de trésorerie	s. o.	2 740
Facilité de crédit engagée¹⁾		
Facilité de crédit renouvelable – tranche A	19 septembre 2029	3 300
Facilité de crédit renouvelable – tranche B	19 septembre 2028	2 200
Facilités remboursables à vue non engagées²⁾	s. o.	1 116

¹⁾ Aucun montant n'avait été prélevé sur la facilité de crédit engagée au 31 décembre 2025 (néant au 31 décembre 2024).

²⁾ Correspond aux montants pouvant être prélevés au comptant. Nos facilités remboursables à vue non engagées comprennent un montant de 1,5 G\$, dont une tranche de 1,4 G\$ peut être prélevée à des fins générales, la totalité du montant pouvant servir à l'émission de lettres de crédit. Au 31 décembre 2025, aucun emprunt direct n'avait été effectué (néant au 31 décembre 2024) sur ces facilités de crédit, et des lettres de crédit totalisant 341 M\$ (355 M\$ au 31 décembre 2024) avaient été émises.

Le 19 septembre 2025, Cenovus a renouvelé sa facilité de crédit engagée existante et reporté de plus d'un an les dates d'échéance s'y rattachant. Au 31 décembre 2025, la facilité de crédit engagée se composait d'une tranche de 3,3 G\$ venant à échéance le 19 septembre 2029 et d'une tranche de 2,2 G\$ venant à échéance le 19 septembre 2028. Au 31 décembre 2025, aucun montant n'avait été prélevé sur la facilité de crédit engagée (néant au 31 décembre 2024).

Prospectus préalable de base

Le 28 novembre 2025, Cenovus a déposé un prospectus préalable de base qui permet à la société 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 2028. 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 22 annexe aux états financiers consolidés 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, montant net, la charge (le produit) d'impôt sur le résultat, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement, la réduction de valeur au titre des dépenses de prospection et d'évaluation, les pertes de valeur du goodwill, la quote-part du bénéfice ou de la perte des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, les profits ou les pertes latents liés à la gestion des risques, les profits ou les pertes nets de change, les profits ou les pertes à la sortie d'actifs, les profits ou les pertes liés à la réévaluation du paiement conditionnel, et les 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 à mesurer la santé financière générale de la société.

Au 31 décembre	2025	2024
Ratio dette nette/BAIIA ajusté (fois)	0,9	0,5
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés (fois)	0,9	0,6
Ratio dette nette/capitaux permanents (%)	21	13

Nos cibles de ratio dette nette/BAIIA ajusté et de ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés sont d'environ 1,0 x et notre dette nette est de 4,0 G\$ ou moins à long terme, selon un prix du WTI de 45,00 \$ US le baril. Ces mesures peuvent parfois varier par rapport aux cibles en raison de facteurs comme des prix des marchandises toujours élevés ou toujours faibles ou encore l'appréciation ou la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. 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, gérer le fonds de roulement, effectuer des prélèvements sur nos facilités de crédit ou rembourser la dette existante, ajuster les dividendes versés aux actionnaires, racheter des actions ordinaires ou des actions privilégiées pour les annuler, émettre de nouveaux titres d'emprunt ou émettre de nouvelles actions.

Notre ratio dette nette/BAIIA ajusté, notre ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et notre ratio dette nette/capitaux permanents au 31 décembre 2025 ont augmenté comparativement à ceux au 31 décembre 2024 en raison de l'augmentation de la dette nette. Pour de plus amples renseignements sur les variations de la dette nette, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion.

Capital social et régimes de rémunération à base d'actions

Nos actions ordinaires sont cotées à la Bourse de Toronto (la « TSX ») et à celle de New York (la « NYSE »). Nos actions privilégiées rachetables par anticipation à dividende cumulatif des séries 1 et 2 sont cotées à la TSX. Le 31 mars 2025 et le 30 juin 2025, Cenovus a exercé son droit de racheter la totalité des 8,0 millions d'actions privilégiées de série 5 de la société et la totalité des 6,0 millions d'actions privilégiées de série 7 de la société, respectivement. Les actions privilégiées ont été rachetées au prix de 25,00 \$ l'action, pour un total de 350 M\$.

Au 31 décembre 2025, environ 1 883,4 millions d'actions ordinaires (1 825,0 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2024) et 12,0 millions d'actions privilégiées (26,0 millions d'actions privilégiées au 31 décembre 2024) étaient en circulation. Le coût d'acquisition total de MEG comprenait l'émission de 143,9 millions d'actions ordinaires de Cenovus. Se reporter à la note 4 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.

Cenovus a établi une fiducie du régime d'avantages du personnel (la « fiducie »). La fiducie, par l'intermédiaire d'un fiduciaire indépendant, fait l'acquisition d'actions ordinaires de Cenovus sur le marché libre, qui sont détenues en vue de respecter les obligations de la société aux termes de certains régimes de rémunération fondée sur des actions. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, la fiducie a acheté 7,1 millions d'actions ordinaires (2,0 millions d'actions ordinaires en 2024) totalisant 155 M\$ (43 M\$ en 2024) et distribué 3,8 millions d'actions ordinaires (néant en 2024) totalisant 82 M\$ (néant en 2024) dans le cadre du régime d'avantages du personnel. Au 31 décembre 2025, la fiducie détenait 5,3 millions d'actions ordinaires (2,0 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2024). Se reporter à la note 26 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.

Au 31 décembre 2025, environ 1,2 million de bons de souscription d'actions ordinaires de Cenovus (les « bons de souscription de Cenovus ») étaient en circulation (3,6 millions au 31 décembre 2024). Chaque bon de souscription de Cenovus donnait 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 sont venus à échéance le 1^{er} janvier 2026. Se reporter à la note 26 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.

Se reporter à la note 28 annexe aux états financiers consolidés 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 13 février 2026	Unités en cours (en milliers)	Unités exerçables (en milliers)
Actions ordinaires	1 879 261	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.
Options sur actions	10 626	4 647
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	21 089	1 832

Dividendes versés sur les actions ordinaires

En 2025, nous avons déclaré et versé des dividendes de base de 1,4 G\$, soit 0,780 \$ par action ordinaire (1,3 G\$, soit 0,680 \$ par action ordinaire en 2024) et des dividendes variables de néant (251 M\$, soit 0,135 \$ par action ordinaire en 2024).

Le 18 février 2026, le conseil d'administration a déclaré pour le premier trimestre un dividende de base de 0,200 \$ par action ordinaire. Le dividende est payable le 31 mars 2026 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 13 mars 2026.

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

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

(en millions de dollars)	2025	2024
Actions privilégiées de premier rang de série 1	7	7
Actions privilégiées de premier rang de série 2	1	2
Actions privilégiées de premier rang de série 3	—	12
Actions privilégiées de premier rang de série 5	2	9
Actions privilégiées de premier rang de série 7	4	6
Total des dividendes déclarés sur les actions privilégiées	14	36

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, des dividendes totalisant 14 M\$ ont été versés sur les actions privilégiées (45 M\$ en 2024).

Le 18 février 2026, le conseil d'administration de la société a déclaré pour le premier trimestre un dividende d'un montant total de 2 M\$ sur les actions privilégiées, payable le 31 mars 2026 aux porteurs d'actions privilégiées inscrits le 13 mars 2026.

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

Le 7 novembre 2025, la société annonçait qu'elle avait obtenu l'approbation de la TSX en vue de renouveler son programme d'offre publique dans le but de racheter jusqu'à 120,3 millions d'actions ordinaires pour la période allant du 11 novembre 2025 au 10 novembre 2026.

	2025	2024
Actions ordinaires rachetées et annulées aux termes de l'offre publique (en millions d'actions ordinaires)	89,4	55,9
Prix moyen pondéré par action ordinaire (en dollars)	21,87	25,38
Rachat d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique (en millions de dollars)	1 995	1 445

Entre le 1^{er} janvier 2026 et le 13 février 2026, Cenovus a racheté un nombre supplémentaire de 5,0 millions d'actions ordinaires en contrepartie de 126 M\$. Au 13 février 2026, la société pouvait racheter jusqu'à 107,9 millions d'actions ordinaires de plus dans le cadre de l'offre publique.

Engagements et obligations contractuels

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 des engagements totaux de la société présentés ci-dessous. Se reporter à la note 34 annexe aux états financiers consolidés pour un complément d'information.

Au 31 décembre 2025 (en millions de dollars)	1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans	Par la suite	Total
Engagements							
Transport et stockage ^{1) 2)}	2 603	2 623	2 775	2 802	2 531	23 591	36 925
Immobilier	64	65	65	69	70	474	807
Obligation de financement liée à HCML	99	94	54	42	41	59	389
Autres engagements à long terme	547	184	151	117	111	484	1 594
Total des engagements	3 313	2 966	3 045	3 030	2 753	24 608	39 715
Dette à long terme (capital et intérêts)	473	489	1 717	3 303	330	9 718	16 030
Obligations locatives (capital et intérêts) ³⁾	519	485	437	371	317	2 719	4 848
Passifs relatifs au démantèlement	222	228	210	232	257	7 568	8 717
Total des engagements et des obligations	4 527	4 168	5 409	6 936	3 657	44 613	69 310

¹⁾ Comprend certains des engagements liés au transport de 7,7 G\$ (854 M\$ au 31 décembre 2024), dont 1,6 G\$ repris dans le cadre de l'acquisition de MEG, assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou qui ont été approuvés, mais ne sont pas encore en vigueur. Ces contrats sont d'une durée pouvant aller jusqu'à 15 ans après la date de leur entrée en vigueur.

²⁾ Au 31 décembre 2025, comprend 1,7 G\$ au titre des engagements de transport et de stockage auprès de HMLP (1,8 G\$ au 31 décembre 2024).

³⁾ Obligations locatives visant les espaces de bureau, un pipeline, les réservoirs de stockage, les terminaux, les wagons, les navires, le matériel de raffinage, une usine de traitement de gaz, les cavernes, le parc de véhicules, notre réseau de vente commercial et d'autre matériel mobile.

Dans le cadre de l'acquisition de MEG, la société a pris en charge divers engagements de transport et de stockage d'un montant de 8,3 G\$.

Au 31 décembre 2025, les lettres de crédit en cours émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats totalisaient 341 M\$ (355 M\$ au 31 décembre 2024).

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.

Transactions entre parties liées

Husky Midstream Limited Partnership

La société détient une participation de 35 % dans HMLP et elle en est l'exploitant. La société facture HMLP pour les services de construction et de gestion et elle engage des coûts pour l'utilisation des réseaux pipeliniers de HMLP ainsi que pour les services de transport et de stockage. Les frais d'accès ainsi que des services de transport et de stockage sont fonction des tarifs convenus par contrat avec HMLP.

(en millions de dollars)	2025	2024
Produits tirés des services de construction et de gestion	164	155
Frais de transport	258	278

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, la société a reçu des distributions de 40 M\$ de la part de HMLP (65 M\$ en 2024) et a versé des apports de 2 M\$ (51 M\$ en 2024).

Husky-CNOOC Madura Limited

Cenovus détient une participation de 40 % dans HCML, une entité contrôlée conjointement. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, la société a reçu des distributions de 94 M\$ de la part de HCML (107 M\$ en 2024) et a versé des apports de néant (néant en 2024).

GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE

Gouvernance en matière de risques

Grâce à notre programme de gestion des risques d'entreprise (le « GRE »), nous sommes en mesure de déterminer, d'évaluer, de classer et de gérer les risques et ce programme est intégré au Système de gestion de l'intégrité des activités opérationnelles (le « SGIAO ») de Cenovus. Cenovus évalue constamment son profil de risque et les pratiques exemplaires du secteur. La politique de GRE, avalisée par le conseil, définit et explique les principes et les objectifs de gestion des risques de la société de même que les tâches et les responsabilités de tous les membres du personnel. Le cadre de gestion des risques de la société est conforme à celui de l'Organisation internationale de normalisation (l'« ISO ») dans la norme ISO 31000, *Management du risque – Lignes directrices*. Les résultats du programme de GRE de la société sont documentés dans des rapports sur l'ensemble des risques remis au conseil et dans des mises à jour périodiques.

Facteurs de risque

Dans la poursuite de nos objectifs stratégiques, nous sommes exposés à divers risques. Certains de ces risques ont des répercussions sur le secteur énergétique dans son ensemble tandis que d'autres sont propres à nos activités. Le texte qui suit porte sur les risques financiers, les risques d'exploitation, les risques liés à la réglementation, à l'environnement, à la réputation et aux changements climatiques ainsi que les autres risques qui touchent Cenovus. Chacun des risques mentionnés dans le présent rapport de gestion peut, individuellement ou collectivement avec d'autres risques, avoir une incidence significative, entre autres, sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie, notre réputation, notre capacité à réaliser nos priorités stratégiques, à concrétiser nos objectifs ou nos perspectives, nos initiatives et nos ambitions, notre capacité à réagir aux changements de notre environnement d'exploitation, notre accès aux capitaux, le coût des emprunts, l'accès à des liquidités, la capacité de financer les rachats d'actions, le versement de dividendes et les plans d'affaires, notre capacité à respecter nos engagements ou le cours de nos actions. Ces facteurs devraient être pris en considération au moment d'investir dans des titres de Cenovus.

Risques financiers

Prix des marchandises

Le rendement financier de la société dépend dans une large mesure des prix des marchandises. Parmi les facteurs qui influent sur les prix du pétrole brut, des produits raffinés, du gaz naturel, des LGN et d'autres produits connexes, on compte notamment l'offre et la demande mondiales et régionales pour ces marchandises; la capacité des producteurs et des gouvernements de remplacer l'offre réduite; la capacité de transformation et d'exportation; les restrictions en matière d'exportation ou d'importation; la conjoncture économique mondiale et nationale; l'inflation; les fluctuations des taux d'intérêt; l'incidence des tarifs et les mesures prises pour y réagir (y compris par les gouvernements, nos partenaires commerciaux et nos clients), qui peuvent comprendre, sans s'y limiter, des contre-tarifs, des surtaxes, des contre-mesures, des droits compensateurs, des droits antidumping, des droits spéciaux, des taxes à l'exportation sur les produits de Cenovus ainsi que des restrictions sur les importations et les exportations telles que le contrôle des exportations, des sanctions ou d'autres mesures; les politiques des banques centrales; la compétitivité sur le marché; les mesures prises par les pays membres de l'OPEP et d'autres pays exportateurs de pétrole, notamment le respect ou le non-respect des quotas dont ont convenu les membres de l'OPEP et les décisions de l'OPEP quant à savoir si et dans quelle mesure il faut imposer des quotas de production à ses membres; l'évolution du marché pour ces marchandises; les niveaux des

stocks de ces marchandises; les tendances saisonnières; la disponibilité des raffineries; les lois et règlements environnementaux actuels et éventuels; les émissions, y compris, mais sans s'y limiter, le carbone; les prix du marché ainsi que l'accessibilité et la liquidité de ces marchés et d'autres marchés connexes; les prix et la disponibilité d'autres sources d'énergie; les mesures prises par des gouvernements et des organismes de réglementation; la mise en application des lois et règlements; les changements ou modifications des politiques gouvernementales; l'opinion publique à l'égard de l'utilisation de ressources non renouvelables; l'instabilité politique et la situation sociale des pays producteurs de ces marchandises; les contraintes liées à l'accès aux marchés et les interruptions de transport ou les restrictions à cet égard; les menaces terroristes; les progrès technologiques; les sanctions économiques; le début d'une pandémie, le déclenchement ou la poursuite d'une guerre ou d'un autre conflit international ou régional et toute intervention gouvernementale connexe ou tout exercice militaire; les catastrophes naturelles; et les conditions climatiques.

L'intérêt porté dernièrement à l'échéancier et au rythme de la transition à une économie à plus faibles émissions de carbone et les tendances qui en découlent continueront probablement d'avoir une incidence sur la demande et la consommation d'énergie à l'échelle mondiale, notamment sur la composition des types d'énergie qu'utilisent généralement les industries et les particuliers. Dans certains scénarios dynamiques de faibles émissions de carbone, l'érosion potentielle de la demande pourrait contribuer aux fluctuations des prix des marchandises et aux baisses structurelles des prix des marchandises. Cependant, il n'est actuellement pas possible de prévoir les échéanciers et les effets précis de la transition vers une économie à plus faibles émissions de carbone.

Le rendement financier de nos installations de sables bitumineux pourrait aussi être touché par les prix réduits offerts pour notre production tirée des sables bitumineux comparativement à certains prix de référence internationaux, ce qui est attribuable, en partie, aux contraintes potentielles liées à la capacité de transporter et de vendre des produits sur les marchés nationaux et internationaux et à la qualité du pétrole brut produit. L'approvisionnement en condensats et les coûts y afférents, ainsi que les écarts de prix existant entre le bitume, le pétrole brut léger à moyen et le pétrole brut lourd sont particulièrement importants pour Cenovus. Le bitume coûte plus cher à transformer aux raffineries et, par conséquent, il se négocie généralement à un prix inférieur au prix du marché du pétrole brut léger à moyen et du pétrole brut lourd, ce qui, en plus des coûts plus élevés des condensats, peut nuire à notre situation financière.

Le rendement financier de nos activités de raffinage est touché par la relation, ou la marge, entre les prix des produits raffinés et les prix des charges d'alimentation des raffineries. Les marges de raffinage sont assujetties à divers facteurs, notamment le prix des charges d'alimentation des raffineries, la capacité et les taux d'utilisation aux raffineries existantes, la demande mondiale et régionale de produits raffinés, les conditions du marché pour les produits raffinés et la demande saisonnière. Les volumes de vente, les prix, les niveaux de stocks et la valeur des stocks varient en conséquence. Les marges de raffinage futures sont incertaines, et toute diminution de ces marges pourrait avoir une incidence défavorable sur notre entreprise, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie et notre situation financière.

Tous ces facteurs sont indépendants de la volonté de Cenovus et peuvent susciter une forte volatilité tant des coûts que des prix.

Nous intégrons dans nos processus de planification des activités divers facteurs et scénarios, notamment les fluctuations des prix des marchandises, le changement climatique et la réglementation sur les GES, y compris le coût du carbone. Afin d'atténuer l'incertitude, nous évaluons nos plans d'affaires en fonction d'un éventail de scénarios. Bien que la direction soit d'avis que nos hypothèses et nos estimations sont raisonnables, qu'elles reflètent les situations actuelles, futures et éventuelles et qu'elles sont éclairées par des scénarios externes, elles sont fondées sur de nombreuses hypothèses et estimations qui, si elles sont fausses, pourraient avoir un effet négatif important sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation. Par conséquent, les variations entre les résultats réels et nos hypothèses et estimations peuvent avoir un effet négatif important sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, notre réputation et nos flux de trésorerie.

Les fluctuations des prix des marchandises, les écarts de prix connexes et les marges de raffinage peuvent influencer sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie, notre croissance, notre accès au capital, nos coûts d'emprunt, notre capacité à atteindre les objectifs fixés, la valeur de nos actifs, le rendement pour les actionnaires ainsi que notre capacité à continuer d'exploiter notre entreprise et à financer nos projets. Une baisse importante ou prolongée des prix des marchandises pourrait nous empêcher de respecter l'ensemble de nos obligations financières lorsqu'elles deviennent exigibles et entraîner un retard ou l'annulation de programmes de construction, de mise en valeur ou de forage actuels ou futurs, la réduction de la production, la non-utilisation d'engagements de transport à long terme ou une utilisation réduite de nos raffineries.

Les risques liés aux prix des marchandises dont il est question ci-dessus, ainsi que d'autres risques, notamment les contraintes liées à l'accès aux marchés et les restrictions à l'égard du transport, le remplacement des réserves et l'estimation des réserves ainsi que la gestion des coûts, qui sont décrits plus en détail dans les présentes et qui peuvent avoir une incidence importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie et notre réputation ainsi que la comparaison entre la valeur comptable de nos actifs et notre capitalisation boursière, peuvent être considérés comme des indicateurs de dépréciation.

Tel qu'il est mentionné dans le présent rapport de gestion, nous évaluons, à chaque date de clôture, la valeur comptable de nos actifs conformément aux normes IFRS de comptabilité. Si les prix du pétrole brut, des produits raffinés, du gaz naturel et des LGN diminuent de façon marquée et demeurent peu élevés sur une période prolongée, ou si les coûts de mise en valeur ou de production de ces ressources montent considérablement, la valeur comptable de nos actifs pourrait subir une dépréciation, ce qui pourrait avoir un effet défavorable sur notre résultat net.

Risques associés aux tarifs et au commerce international

Les discussions se poursuivent au sujet des accords économiques actuels et futurs entre le Canada et les États-Unis, ainsi que des relations des États-Unis avec d'autres partenaires commerciaux mondiaux, et il subsiste une grande incertitude quant à la mise en œuvre ou au maintien de tarifs, de surtaxes ou d'autres mesures ou contre-mesures commerciales restrictives et, le cas échéant, en ce qui concerne leur portée, leurs répercussions et leur durée. Les mesures possibles pourraient comprendre, entre autres, l'augmentation des tarifs sur les importations d'énergie canadienne des États-Unis ou d'autres territoires, des contrôles ou des restrictions sur les chaînes d'approvisionnement transfrontalières, des changements aux accords commerciaux préférentiels existants, comme l'Accord Canada-États-Unis-Mexique ou les accords transfrontaliers sur l'énergie, ou d'autres obstacles réglementaires qui pourraient avoir une incidence sur notre capacité d'accéder aux marchés internationaux et de faire des affaires efficacement.

Les mesures ou les contre-mesures commerciales restrictives, si elles sont mises en œuvre pour une période donnée, pourraient avoir des répercussions importantes sur le marché du pétrole brut, des LGN, du gaz naturel et des produits pétroliers raffinés en Amérique du Nord et à l'échelle internationale et pourraient entraîner, entre autres, un degré élevé de volatilité des coûts et des prix, un affaiblissement relatif du dollar canadien, une augmentation des écarts et une baisse de la demande pour nos produits et services. Ces effets, en totalité ou en partie, peuvent avoir des répercussions négatives importantes sur nos activités, nos résultats d'exploitation et notre situation financière.

En outre, des mesures ou contre-mesures commerciales restrictives ou des mécanismes de contrôle des exportations visant nos produits ou nos activités pourraient réduire notre capacité de soutenir la concurrence sur le marché mondial. Nous dépendons également de l'importation d'équipement spécialisé, de matières premières et de technologies provenant de divers fournisseurs mondiaux. Toute restriction, tout contrôle ou toute augmentation des tarifs sur ces produits pourrait entraîner une hausse des coûts pour ces intrants essentiels, ce qui aurait un effet négatif sur notre situation financière et nos flux de trésorerie.

Risques liés aux activités de gestion des risques financiers

Notre politique de gestion des risques associés aux marchés, qui a été approuvée par le conseil, permet à la direction d'avoir recours à des instruments dérivés approuvés, au besoin et dans les limites approuvées, pour atténuer l'incidence des variations des prix du pétrole brut et des condensats et des écarts sur ces derniers, de la base et des prix des LGN et du gaz naturel et des écarts sur ces derniers, des prix de l'électricité, des marges sur les produits raffinés et des marges de craquage, ainsi que des variations des taux de change et des taux d'intérêt. Nous pouvons aussi utiliser des instruments dérivés ou des positions sur ses stocks sur différents marchés d'exploitation en vue d'optimiser les coûts d'approvisionnement ou la vente de notre production, ou conclure des engagements fermes au niveau des prix visant l'achat ou la vente de pétrole brut, de produits raffinés, de gaz naturel, de LGN et de produits connexes.

Nonobstant les avantages anticipés de la mise en œuvre de ces activités de gestion des risques et de négociation, leur utilisation peut nous exposer à des risques qui peuvent entraîner des pertes importantes, y compris des risques liés aux éléments suivants : une corrélation inadéquate entre les variations de la valeur de l'instrument de gestion des risques et les variations de la valeur des risques sous-jacents couverts; la variation du prix de la marchandise sous-jacente ou de la valeur de marché de l'instrument ou de la position sur les stocks; un manque de liquidité sur le marché; un nombre insuffisant de contreparties avec qui conclure des transactions; la défaillance d'une contrepartie; une lacune des systèmes ou des contrôles; une erreur humaine; l'impossibilité d'obtenir l'exécution des contrats et l'incapacité de la société à remplir ses obligations de livraison relatives à la transaction physique sous-jacente. Ces instruments financiers peuvent également restreindre les profits nous revenant si les prix des marchandises, les taux d'intérêt ou les taux de change fluctuent.

De plus, Cenovus peut se livrer à des activités de négociation autres qu'à des fins de couverture. Ces activités, y compris la négociation de produits énergétiques, sont exposées aux variables du marché et au risque lié au prix des marchandises. Dans le cadre de ces activités, la société peut conclure des contrats à livrer et d'autres instruments financiers. Ces activités de négociation peuvent exposer Cenovus à des risques supplémentaires, notamment le risque de marché inhérent aux prix, le risque de liquidité, le risque de contrepartie et la volatilité accrue des résultats.

Les notes 31 et 32 annexes aux états financiers consolidés présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels nous avons recours, comme leur classement, les hypothèses formulées lors de l'établissement de leur juste valeur et une analyse plus approfondie des risques qu'ils comportent et de la gestion de ces risques.

Incidence des activités de gestion des risques financiers

Cenovus peut utiliser diverses stratégies d'harmonisation des prix et de gestion de la volatilité, notamment des contrats de gestion des risques financiers, pour réduire la volatilité des flux de trésorerie futurs et améliorer la stabilité des flux de trésorerie.

Les transactions couvrent généralement de nombreuses périodes. C'est pourquoi elles génèrent des profits ou des pertes réalisés et latents liés à la gestion des risques. Lorsqu'un contrat financier est réglé, les profits ou les pertes latents liés à la gestion des risques se réalisent.

L'analyse ci-après résume les sensibilités de la juste valeur de nos positions de gestion des risques aux fluctuations des prix des marchandises et des taux de change, toutes les autres variables demeurant constantes. La direction est d'avis que les fluctuations de prix indiquées ci-dessous représentent une mesure raisonnable de la volatilité. L'incidence des données ci-dessous sur les positions de gestion des risques en cours de la société pourrait entraîner la comptabilisation de profits ou de pertes latents ayant une incidence sur le résultat avant impôt comme suit :

Au 31 décembre 2025		Fourchette de sensibilité	Hausse	Baisse
Pétrole brut et condensat – prix de la marchandise	± 10,00 \$ US/b sur les couvertures basées sur le WTI et le condensat		—	—
Pétrole brut et condensat – prix différentiel ¹⁾	± 2,50 \$ US/b sur les couvertures différentielles basées sur la production		1	(1)
WCS (Hardisty) – prix différentiel	± 2,50 \$ US/b sur les couvertures différentielles du WCS basées sur la production		13	(13)
Produits raffinés – prix de la marchandise	± 10,00 \$ US/b sur les couvertures basées sur le mazout de chauffage et l'essence		(4)	4
Gaz naturel – prix de la marchandise	± 0,50 \$ US/kpi ³ sur les couvertures du gaz naturel basées sur la production		—	—
Gaz naturel – prix de base	± 0,50 \$ US/kpi ³ sur les couvertures de base du gaz naturel		—	—
Prix de l'électricité	± 10,00 \$ CA/mégawattheure ²⁾ sur les couvertures de l'électricité		39	(39)

1) Compte non tenu du WCS à Hardisty.

2) Mille kilowatts d'électricité par heure (« MWh »).

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les positions de gestion des risques de Cenovus, se reporter aux notes 31 et 32 annexes aux états financiers consolidés.

Crédit, liquidité et possibilité d'obtenir un financement

L'expansion future des activités de Cenovus peut être tributaire de sa capacité d'avoir accès à des sources externes de capitaux, y compris du financement par emprunt et par capitaux propres. Entre autres choses, des marchés des capitaux imprévisibles, une baisse prolongée des prix des marchandises, d'importantes dépenses imprévues, des changements touchant les lois, les fondamentaux du marché, ses notations, les activités commerciales, la politique ou l'opinion des investisseurs ou des prêteurs pourraient freiner la capacité de la société à obtenir un financement rentable et à le conserver.

Notre capacité d'accéder à des capitaux et à une couverture d'assurance adéquate, à des coûts raisonnables, ou notre incapacité à y accéder, est limitée par la capacité des marchés applicables et elle peut être compromise si les investisseurs, les assureurs ou d'autres parties prenantes adoptent des politiques de décarbonation plus restrictives.

L'incapacité d'avoir accès à des capitaux ou d'y avoir accès selon des modalités acceptables pourrait entraver la capacité de Cenovus de réaliser des dépenses d'investissement futures, de maintenir des ratios financiers souhaitables et de s'acquitter de ses obligations financières lorsqu'elles deviennent exigibles, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur ses activités, sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa capacité de respecter diverses clauses restrictives de nature financière et opérationnelle, ses notations et sa réputation.

Notre capacité à assurer le service de la dette dépendra entre autres de notre rendement financier et opérationnel futur, sur lequel influenceront les conditions économiques, commerciales, réglementaires, du marché et d'autres conditions, dont certaines sont indépendantes de notre volonté. Si nos résultats d'exploitation et résultats financiers ne suffisent pas à assurer le service de la dette actuelle ou future, nous pourrions être forcés de prendre des mesures comme la réduction des rachats d'actions ou du versement de dividendes ou leur interruption, la limitation ou le report d'activités commerciales, d'investissements ou de dépenses d'investissement, la vente d'actifs, la restructuration ou le refinancement de la dette ou la recherche de capitaux propres supplémentaires, dont les modalités pourraient être moins favorables.

Nous sommes tenus de respecter diverses clauses restrictives de nature financière et opérationnelle aux termes de notre facilité de crédit et des actes de fiducie régissant nos titres d'emprunt. Le non-respect de ces clauses restrictives peut entraîner des restrictions quant à l'accès aux capitaux ou au remboursement accéléré.

Notations

L'abaissement de l'une ou l'autre des notations actuelles de la société, toute modification négative de ses perspectives ou la révocation d'une notation par une agence de notation pourraient avoir des répercussions négatives sur les possibilités d'emprunt et leurs coûts, sur l'accès aux sources de liquidités et de capitaux et sur nos relations d'affaires avec des contreparties, des partenaires exploitants et des fournisseurs. Leurs notations sont fonction de notre santé financière et opérationnelle et de plusieurs facteurs qui sont en partie indépendants de notre volonté, notamment les circonstances touchant les secteurs du pétrole et du gaz et du raffinage en général, les risques sectoriels liés à la transition vers une économie à plus faibles émissions de carbone, les politiques gouvernementales et la conjoncture économique en général.

Nous pourrions être obligés de fournir des garanties supplémentaires sous forme d'espèces, de lettres de crédit ou d'autres instruments financiers pour conclure une entente commerciale ou la reconduire si une ou plusieurs de nos notations passent en deçà de certains seuils de notation. À défaut de donner aux contreparties et aux fournisseurs des garanties suffisantes au regard des risques liés au crédit, la société pourrait renoncer à des occasions ou résilier des contrats.

Exposition aux contreparties

Dans le cours normal des activités, nous concluons des contrats avec des fournisseurs, des partenaires, des prêteurs, des clients et d'autres contreparties. Si ces contreparties ne remplissent pas leurs obligations contractuelles en temps voulu, voire pas du tout, nous pourrions subir des pertes financières, devoir retarder nos plans de mise en valeur ou devoir renoncer à d'autres occasions, ce qui pourrait avoir une incidence importante sur nos activités, nos résultats d'exploitation et notre situation financière.

Taux de change

Les produits des activités ordinaires de Cenovus sont principalement fondés sur les prix de référence en dollars américains et une partie importante de notre dette à long terme et de notre charge d'intérêts est également libellée en dollars américains, alors qu'un bon nombre des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement de la société sont en dollars canadiens. Une partie de nos contrats de vente à long terme dans la région de l'Asie-Pacifique sont libellés en yuans. Les fluctuations des taux de change, en particulier entre le dollar américain et le dollar canadien et entre le yuan et le dollar canadien, pourraient avoir une incidence sur nos résultats et un effet défavorable important sur nos flux de trésorerie et notre situation financière.

Taux d'intérêt

Les fluctuations des taux d'intérêt pourraient avoir une incidence négative sur la performance financière de Cenovus. Ce risque survient au moment du refinancement de la dette à long terme, lorsqu'un nouveau financement par emprunt est requis ou lorsque surviennent des variations des coûts d'emprunt sur les instruments à taux variable. Nous sommes également exposés à l'évolution des taux d'intérêt sur les facilités de crédit existantes utilisées pour répondre à nos besoins en liquidités. De plus, les variations des taux d'intérêt pourraient influencer sur nos charges financières nettes et sur la façon dont certains passifs sont comptabilisés. Collectivement, ces facteurs pourraient avoir des répercussions sur les résultats financiers de Cenovus.

Versement de dividendes et rachat de titres

Le versement de dividendes de base, de dividendes variables ou de dividendes sur les actions privilégiées, le maintien de notre régime de réinvestissement des dividendes et tout rachat éventuel de nos titres sont à la discrétion du conseil d'administration et dépendent, entre autres, de notre rendement financier, des clauses restrictives de nos emprunts, des résultats positifs aux tests de solvabilité, de notre capacité à respecter nos obligations financières lorsqu'elles deviennent exigibles, de nos besoins en fonds de roulement, de nos obligations fiscales futures, de nos besoins en capitaux futurs, des prix des marchandises et d'autres facteurs de risque décrits à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion. La fréquence et le montant des versements de dividendes variables, le cas échéant, peuvent varier considérablement au fil du temps en raison de notre dette nette, de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles, du montant des rachats d'actions et d'autres facteurs inhérents à notre structure de répartition des capitaux, y compris le pouvoir discrétionnaire de la direction d'accélérer, de reporter ou de réaffecter l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles aux rendements pour les actionnaires entre les trimestres. Notre dette nette et l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles peuvent varier en raison, entre autres, de nos plans d'affaires, de nos résultats d'exploitation, de nos acquisitions et cessions, de notre situation financière et de l'incidence des risques mentionnés à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion. La société ne peut fournir aucune assurance qu'elle continuera de verser des dividendes de base ou des dividendes variables ou qu'elle autorisera le rachat d'actions au cours actuel ou tout rachat d'actions étant donné que les rachats d'actions et le paiement des dividendes sont à la discrétion du conseil d'administration.

Contrôles et procédures de communication de l'information (« CPCI ») et contrôles internes à l'égard de l'information financière (« CIIF »)

Compte tenu des limites qui leur sont inhérentes, il se peut que les CPCI et les CIIF ne permettent pas de prévenir ou de détecter certaines inexactitudes, et même les contrôles jugés efficaces ne peuvent apporter qu'une assurance raisonnable quant à la préparation et à la présentation des états financiers. L'incapacité de prévenir, de détecter ou de corriger les inexactitudes de façon satisfaisante pourrait avoir des conséquences défavorables importantes sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie et notre réputation.

La direction a limité la portée des CPCI et des CIIF pour l'entreprise acquise de MEG pour la période de présentation de l'information courante, ainsi que le permet le Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information dans les documents annuels et intermédiaires (le « Règlement 52-109 »). La direction continue d'intégrer les activités acquises et prévoit terminer l'évaluation des CPCI et des CIIF et leur harmonisation avec l'environnement de contrôle de Cenovus d'ici la fin de 2026. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Environnement de contrôle » du présent rapport de gestion.

Risque d'exploitation

Questions liées à l'exploitation (sécurité, environnement et fiabilité)

Nos activités sont exposées aux risques qui touchent généralement les secteurs du pétrole et du gaz et du raffinage et qui sont liés i) au stockage, au transport, au traitement et à la commercialisation du pétrole brut, des produits raffinés, du gaz naturel, des LGN et d'autres produits connexes; ii) au forage et à la complétion de puits de pétrole brut et de gaz naturel; iii) à l'exploitation et à la mise en valeur de biens de pétrole brut et de gaz naturel; iv) à l'exploitation de raffineries, de terminaux, de pipelines et d'autres installations de transport et de distribution, y compris les installations exploitées par nos partenaires ou des tiers; et v) à l'élaboration et à l'exploitation de projets liés à nos objectifs en matière de durabilité, y compris les projets de captage, d'utilisation et de stockage du carbone. Ces risques comprennent notamment les mesures, lois, règlements, politiques et initiatives du gouvernement, y compris en raison d'administrations nouvelles ou existantes dans les territoires où nous menons des activités d'exploitation, de mise en valeur ou de prospection, la présence de formations ou de pressions inattendues, les diminutions prématurées de pression ou de productivité dans les réservoirs, les incendies, les inondations, l'activité géologique découlant de projets de fracturation ou de captage, d'utilisation et de stockage du carbone, les explosions, les éruptions, la rupture du confinement, les fuites de gaz, les pannes de courant, la migration de substances nocives dans les systèmes de distribution d'eau, les rejets ou les déversements, y compris les rejets ou les déversements provenant des activités extracôtières ou de navires ou d'autres incidents de transport maritime, les incidents de transport aérien, ferroviaire ou routier, les incidents mettant en cause des icebergs, les accidents ou dommages causés par des tiers ou survenant dans le cadre de nos activités, les flux incontrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de fluides de puits, l'omission de suivre les procédures d'exploitation ou de respecter les paramètres d'exploitation établis, les mauvaises conditions climatiques, notamment les mauvaises conditions en mer, les phénomènes climatiques extrêmes, les feux de forêt et les catastrophes naturelles, la corrosion, la pollution, l'englacement et autres événements similaires, les défaillances ou les pannes de l'équipement, des pipelines, des installations, des puits et des projets, les défaillances ou les pannes des systèmes et des processus d'exploitation et de technologie de l'information, toute compromission de ceux-ci ou diffusion de données, les travaux de maintenance réguliers ou imprévus, le mauvais fonctionnement de l'équipement, l'incapacité de conserver des stocks suffisants de pièces de rechange, une erreur de l'exploitant, une pénurie de main-d'œuvre qualifiée, les conflits de travail et les grèves, les litiges avec des propriétaires ou des exploitants d'installations et des transporteurs interconnectés, les perturbations prévues ou imprévues de l'exploitation ou de la répartition de la capacité des systèmes ou des raffineries de tiers pouvant empêcher l'utilisation intégrale de leurs installations et pipelines, les déversements aux terminaux et aux carrefours de transport par camion, les déversements associés au chargement et au déchargement de substances potentiellement nocives, la perte de produits, le prix, la qualité et l'indisponibilité des charges d'alimentation, y compris des condensats, les épidémies ou les pandémies, les manifestations, les blocus ou les autres actes de militantisme, les facteurs géopolitiques, y compris, sans s'y limiter, les guerres, les actes de vandalisme ou de terrorisme ou d'autres mesures ou conflits régionaux ou internationaux et d'autres catastrophes, notamment les accidents ou les dangers pouvant survenir au moment du transport à destination ou en provenance de chantiers commerciaux ou industriels.

Les changements climatiques peuvent susciter une augmentation du niveau du risque d'exploitation exigeant des mesures d'atténuation accrues ou supplémentaires. Les changements climatiques systémiques ou les conditions climatiques extrêmes peuvent accroître notre exposition aux risques physiques liés au climat et l'ampleur des répercussions connexes, comme les inondations, les conditions de sécheresse, les feux de forêt, les tremblements de terre, les ouragans, les typhons, les tempêtes, les températures extrêmes et d'autres phénomènes météorologiques extrêmes ou catastrophes naturelles. Un incident opérationnel en raison de conditions météorologiques extrêmes peut entraîner des déversements, des dommages aux biens, une perturbation de la production ou du raffinage, ou une diminution de la sécurité et de la fiabilité de l'exploitation.

Chacun de ces risques, s'il se matérialise, peut interrompre les activités, nuire à notre capacité d'atteindre nos objectifs en matière de durabilité, causer des blessures corporelles ou des décès, entraîner la perte ou l'endommagement du matériel, des biens, des systèmes d'exploitation et de technologie de l'information et de contrôle ainsi que des données qu'ils renferment, ce qui peut entraîner une réduction des produits des activités ordinaires découlant d'une diminution de la capacité ou d'une interruption des activités ou encore une augmentation des coûts liés à la réparation des biens, causer des dommages à l'environnement, y compris la pollution de l'eau, de la terre ou de l'air, nuire à la réputation de la société et donner lieu à des mesures réglementaires, à des amendes, des poursuites civiles ou des accusations criminelles à l'encontre de Cenovus, et pourrait entraîner un effet défavorable significatif sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie et notre réputation.

Nous maintenons une couverture d'assurance complète relativement à nos actifs et à nos activités. Cependant, nous ne souscrivons pas d'assurance contre toutes les éventualités et perturbations possibles, dont certaines pourraient ne pas être assurables, pouvant toucher nos actifs ou nos activités, et nous ne pouvons garantir que notre protection d'assurance sera disponible ou suffisante pour couvrir entièrement toutes les demandes de règlement pouvant découler de telles éventualités ou perturbations. La survenue d'un événement qui ne serait pas entièrement couvert par nos polices d'assurance pourrait avoir un effet défavorable important sur les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Cenovus.

Contraintes liées à l'accès aux marchés et interruptions de transport

La production de Cenovus est transportée par divers pipelines et terminaux ainsi que par des réseaux de transport ferroviaire, maritime et routier, et ses raffineries en dépendent pour transporter la charge d'alimentation et les produits raffinés à destination et en provenance d'installations détenues ou exploitées par des tiers ou d'installations détenues ou exploitées par Cenovus. L'incidence de l'imposition de tarifs et toute réponse à ceux-ci (y compris de la part de gouvernements, de nos partenaires commerciaux et de nos clients) pourrait inclure, sans s'y limiter, des tarifs, des surtaxes, des contre-mesures, des droits compensateurs, des droits antidumping, des droits spéciaux, des taxes à l'exportation sur les produits de Cenovus ainsi que des restrictions sur les importations et les exportations, notamment des contrôles des exportations, des sanctions ou d'autres mesures, ou la perturbation ou la restriction de la disponibilité des réseaux de pipelines et des terminaux ainsi que des réseaux de transport maritime, ferroviaire ou routier pourraient limiter la capacité de livrer des volumes de production et avoir une incidence négative sur les prix des marchandises, les volumes de ventes ou les prix reçus pour nos produits, la croissance prévue de la production, les activités en amont ou de raffinage et les flux de trésorerie. Ces interruptions ou restrictions peuvent être causées ou intensifiées, entre autres, par l'incapacité à exploiter les réseaux de transport pipelinier, maritime, ferroviaire ou routier ou les terminaux ou se rapporter à des restrictions dans la capacité, si l'approvisionnement du réseau est supérieur à la capacité de l'infrastructure. Rien ne garantit que les projets pipeliniers de tiers pour une capacité nouvelle ou accrue seront approuvés ou réalisés ou que de tels projets fourniront une capacité de transport suffisante.

Rien ne garantit que le transport ferroviaire, maritime et routier et d'autres formes de transport de la production de la société suffiront à combler les écarts suscités par les contraintes opérationnelles sur le réseau pipelinier. De plus, le transport ferroviaire, maritime et routier de Cenovus peut être touché par des retards du service, des changements aux lois et règlements, des problèmes liés à la main-d'œuvre, une météo inclemente, une indisponibilité des navires, des wagons ou des camions, des facteurs géopolitiques, des guerres, des actes de terrorisme ou d'autres conflits internationaux ou régionaux, ou d'autres incidents de transport ferroviaire, maritime ou routier qui pourraient avoir une incidence défavorable sur les volumes de vente ou le prix reçu pour les produits, ou compromettre la réputation de la société, engager sa responsabilité civile ou causer des décès ou des blessures corporelles, la perte de matériel ou de biens ou des dommages à l'environnement. Si les lois et les règlements changent, les coûts engagés pour se conformer à ces changements se répercuteront probablement sur Cenovus, ce qui pourrait influencer sur notre capacité d'expédition par train, par bateau ou par camion ou sur les facteurs économiques associés à ces types de transport. Enfin, les arrêts, interruptions ou fermetures prévus ou imprévus de nos raffineries ou de réseaux de tiers peuvent limiter notre capacité à recevoir ou à livrer des produits, ce qui entraînerait des conséquences défavorables sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Remplacement des réserves

Si Cenovus est dans l'impossibilité d'acquérir, de mettre en valeur ou de découvrir des réserves supplémentaires de pétrole brut et de gaz naturel, ses réserves et sa production baisseront considérablement par rapport à leurs niveaux actuels. Ses activités, sa réputation, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie dépendent grandement de la production fructueuse des réserves actuelles et de l'acquisition, de la découverte ou de la mise en valeur de réserves supplémentaires. La prospection, la mise en valeur ou l'acquisition de réserves exigent beaucoup de capitaux. Si nos flux de trésorerie ne suffisent pas à financer les dépenses d'investissement et si les sources externes de capitaux deviennent limitées ou indisponibles, notre capacité de faire les investissements nécessaires pour maintenir et accroître nos réserves de pétrole brut et de gaz naturel sera compromise. De plus, nous pourrions être incapables de découvrir et de mettre en valeur des réserves supplémentaires pour remplacer notre production de pétrole brut et de gaz naturel à des coûts acceptables.

Le taux de production des biens pétroliers et gaziers tend à diminuer à mesure que les réserves s'épuisent alors que les charges d'exploitation connexes augmentent. Le maintien d'un portefeuille de projets de mise en valeur pour assurer la production future de pétrole brut et de gaz naturel dépend notamment de l'obtention des droits relatifs à la prospection, à la mise en valeur et à la production de pétrole brut, de produits raffinés, de gaz naturel, de LGN et de produits connexes et de la reconduction de ces droits, du caractère fructueux des forages, de la réalisation des projets exigeant beaucoup de temps et d'investissements dans le respect du budget et de l'échéancier, et de la mise en œuvre de techniques d'exploitation efficaces sur les biens parvenus à maturité.

Estimation des réserves

De nombreuses incertitudes entrent en jeu au moment d'estimer les quantités des réserves, notamment de nombreux facteurs indépendants de la volonté de la société. En général, les estimations des réserves de pétrole brut et de gaz naturel pouvant être récupérées de façon rentable et les flux de trésorerie nets futurs et les produits des activités ordinaires connexes sont calculés au moyen d'hypothèses et de facteurs variables, notamment les estimations géologiques et techniques, les prix des produits, les dépenses d'investissement et les charges d'exploitation futures, la production passée des biens et les effets présumés de la réglementation des organismes gouvernementaux, y compris les versements de redevances et d'impôts, et les lois, règlements et taxes liées à l'environnement et aux émissions, les niveaux de production initiaux, les taux de baisse de la production et la disponibilité, la proximité et la capacité des réseaux de collecte de pétrole et de gaz, des pipelines, du transport ferroviaire, routier et maritime et des installations de traitement, tous des facteurs pouvant faire en sorte que les résultats réels diffèrent de manière significative des estimations.

Toutes ces estimations sont incertaines, et la classification des réserves n'est qu'une tentative de définir ce degré d'incertitude. L'exactitude de toute estimation des réserves est une question d'interprétation et de jugement, et elle dépend de la qualité et de la quantité des données disponibles qui peuvent avoir été recueillies au fil du temps. Pour ces raisons, les estimations des réserves de pétrole brut et de gaz naturel pouvant être récupérées de façon rentable qui sont attribuables à un groupe de biens donné et la classification de ces réserves en fonction du risque de récupération et les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs prévus provenant de ces biens, établies par différents ingénieurs, ou par les mêmes ingénieurs à différents moments, peuvent varier considérablement. La production, les produits des activités ordinaires, les taxes et impôts ainsi que les dépenses d'exploitation et de mise en valeur réels de Cenovus à l'égard de ses réserves peuvent s'écarter des estimations courantes, et les écarts peuvent être importants.

Les estimations à l'égard des réserves sont souvent établies en fonction de calculs de mesure du volume et par analogie avec d'autres types de réserves similaires, plutôt qu'en fonction des antécédents de production réelle. Les estimations fondées sur ces méthodes sont généralement moins fiables que celles fondées sur les antécédents de production réelle. L'évaluation subséquente des mêmes réserves en fonction des antécédents de production donnera lieu à des écarts dans les réserves estimatives, qui pourraient être importants. L'évaluation des réserves est un processus continu qui peut être fortement touché par divers facteurs internes et externes, et des révisions périodiques sont nécessaires en raison de données techniques nouvellement acquises, d'améliorations technologiques ou de changements dans le rendement, les prix, la conjoncture économique, la disponibilité sur le marché ou les exigences réglementaires.

Réserves inexploitées ou non mises en valeur

Une partie importante de nos réserves de bitume, ainsi qu'une partie de nos réserves de pétrole léger et moyen, de LGN et de gaz naturel classique, sont classées comme étant non mises en valeur et nécessiteront des dépenses importantes pour les rendre capables de produire. Ces réserves ne seront peut-être pas mises en valeur ou exploitées, soit parce qu'il n'est peut-être pas commercialement viable de le faire, soit pour d'autres raisons. Puisque ces réserves sont inexploitées ou non mises en valeur, leur estimation repose sur des analogues géologiques et de récupération pour estimer les taux de récupération, ce qui suppose des résultats positifs qui pourraient ne pas se concrétiser. Puisqu'on s'attend à ce que ces réserves soient mises en valeur sur plusieurs décennies, les décisions concernant la priorité et le calendrier de mise en valeur dépendront d'un éventail de facteurs, notamment les conditions économiques, les règlements gouvernementaux comme les limites de production, le rendement observé des réservoirs, l'optimisation du plan de mise en valeur, la capacité des installations, les contraintes liées aux pipelines, l'envergure globale du programme de mise en valeur et des considérations stratégiques. Par conséquent, les travaux de mise en valeur pourraient être retardés, avancés ou annulés, et les réserves associées pourraient être révisées, reclassées ou retranchées de l'inventaire de réserves.

Procédé de récupération du bitume au moyen de la technologie DGMV

Le procédé de récupération du bitume au moyen du DGMV consomme beaucoup d'énergie et nécessite l'utilisation d'importantes quantités de gaz naturel pour produire la vapeur utilisée dans le procédé de récupération. La quantité de vapeur requise pour le procédé de récupération varie et, par conséquent, elle a une incidence sur les coûts du gaz naturel et des émissions connexes. Les caractéristiques géologiques, de concert avec les pratiques de mise en valeur et d'exploitation effectivement utilisées, influent directement sur l'efficacité de la conformité et de la propagation des chambres à vapeur. La variabilité de ces facteurs peut avoir une incidence importante sur la mobilité du bitume, les ratios vapeur-pétrole et les facteurs de récupération, ce qui peut différer sensiblement des estimations fondées sur des analogues géologiques et de récupération, qui sont intrinsèquement moins fiables que l'historique réel de production. La variabilité de l'un ou l'autre de ces facteurs liés à la mise en valeur ou à l'exploitation peut réduire la production, augmenter les coûts ou entraîner des révisions des estimations des réserves ou des plans de mise en valeur. Une forte augmentation des coûts pourrait faire en sorte que certains projets qui reposent sur la technologie de récupération du bitume par DGMV présentent des difficultés économiques, et ainsi avoir une incidence défavorable sur les activités et la situation financière de Cenovus.

Des problèmes d'exploitation peuvent nuire à la stabilité et au rendement du processus de récupération du bitume par DGMV. L'obligation de maintenir l'intégrité du réservoir sous injection soutenue de vapeur peut avoir une incidence sur le calendrier de production, les coûts et le taux de récupération. Les problèmes d'exploitation et les événements liés à l'intégrité du réservoir peuvent entraîner des réductions de la production, une augmentation des coûts, une intervention réglementaire ou des révisions aux plans de mise en valeur future et aux estimations des réserves.

Gestion des coûts et inflation

Les coûts de mise en valeur, les charges d'exploitation et les coûts de construction sont touchés par un certain nombre de facteurs dont le développement, l'adoption et le succès des nouvelles technologies, y compris celles liées aux objectifs de réduction des émissions de GES de Cenovus, les pressions inflationnistes sur les prix, la variation des coûts liés à la conformité à la réglementation, les retards de programmation, les interruptions de l'infrastructure existante d'accès aux marchés, l'incapacité à observer des normes de qualité de construction et de fabrication, les restrictions visant le matériel, notamment le coût ou la disponibilité de matériel d'exploitation pétrolière et gazière, les prix des marchandises, le relèvement du rapport vapeur/pétrole à l'égard de nos activités d'exploitation des sables bitumineux, les sanctions économiques, les mesures ou contre-mesures commerciales restrictives, l'évolution des politiques (notamment des politiques environnementales), des lois et des règlements gouvernementaux ou environnementaux, les lois et règlements, les perturbations de la chaîne d'approvisionnement, y compris les cas de force majeure, ainsi que l'accès à une main-d'œuvre qualifiée et à des services tiers critiques. Ces coûts plus élevés pourraient ne pas être totalement compensés par des augmentations correspondantes des prix des marchandises ou d'autres sources de financement. L'inflation et toute intervention du gouvernement à cet égard, comme l'imposition de taux d'intérêt plus élevés ou le contrôle des salaires, notre incapacité de gérer les coûts ou d'obtenir l'équipement, les matériaux, la main-d'œuvre qualifiée ou les services de tiers nécessaires à nos activités commerciales au prix prévu, dans les délais prévus, le cas échéant, pourraient avoir une incidence négative importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Technologie, systèmes d'information et protection des données

Nous comptons beaucoup sur la technologie, y compris la technologie d'exploitation et la technologie de l'information, pour exploiter efficacement notre entreprise. Cela comprend les actifs et services technologiques de base, les systèmes sur place et les systèmes de tiers, comme les réseaux, le matériel informatique et les logiciels, les systèmes de télécommunications, les applications mobiles, les services infonuagiques et d'autres technologies, y compris l'intelligence artificielle (« IA »). Cenovus introduit l'IA selon une approche délibérée et stratégique, en commençant par les cas d'utilisation en phase pilote qui mettent l'accent sur l'amélioration de la productivité et le renforcement des capacités d'aide à la décision. Si nous ne pouvons pas accéder à ces systèmes et services, les utiliser, les sécuriser, les mettre à niveau ou les entretenir, ou si nos renseignements sont perdus, corrompus ou divulgués, nos activités pourraient être perturbées.

Dans le cours normal de ses activités, Cenovus recueille, utilise et stocke des données commerciales sensibles, notamment en ce qui concerne la propriété intellectuelle, les renseignements exclusifs et les renseignements personnels. Malgré les mesures de sécurité, nos systèmes et services peuvent être exposés à des risques tels que des cyberattaques, des actes d'espionnage, du militantisme, du terrorisme, des guerres ou de l'instabilité géopolitique, des catastrophes naturelles ou encore des erreurs humaines ou des méfaits. Les risques supplémentaires comprennent également la cyberfraude sous forme d'attaques qui contournent les contrôles, usurpent l'identité du personnel ou des partenaires commerciaux pour détourner des paiements ou des actifs financiers, ou utilisent un rançongiciel pour exiger un paiement ou bloquer l'accès aux systèmes.

Tout incident, toute violation, toute perturbation de nos systèmes ou services technologiques internes ou de ceux de nos tiers fournisseurs, y compris lorsqu'un auteur de menaces contourne nos mesures de cybersécurité et nos contrôles des processus opérationnels, pourrait entraîner le vol, la perte ou l'utilisation abusive de renseignements internes, confidentiels, commerciaux, financiers, exclusifs, personnels ou autres données de nature délicate.

Les incidents cybernétiques, les atteintes à la vie privée ou à la sécurité, ou l'utilisation abusive de technologies ou de données (y compris celles qui font appel à l'IA) peuvent également entraîner une interruption des activités, des pertes financières, des coûts de remédiation et de recouvrement, des poursuites ou des procédures judiciaires, une responsabilité en vertu de lois ou de règlements (y compris ceux liés à l'IA, à la cybersécurité, au traitement des données ou à la protection de la vie privée), des sanctions ou amendes réglementaires (le cas échéant), des perturbations opérationnelles, des atteintes à la réputation et d'autres effets négatifs importants sur nos activités.

Le contexte réglementaire régissant l'utilisation de la technologie évolue constamment dans tous les territoires où nous exerçons nos activités, ce qui comprend le traitement et le transfert de données, la cybersécurité et la protection des données, le risque lié aux tiers, l'IA et la protection de la vie privée. La croissance rapide des outils d'IA générative et des fonctions intégrées accroît les risques liés à la technologie et à la confidentialité des données en raison d'une utilisation potentiellement abusive, d'un processus décisionnel automatisé biaisé ou incorrect, ou d'une divulgation non autorisée des données sensibles de Cenovus.

Le non-respect des lois ou des normes réglementaires, y compris l'utilisation ou l'utilisation abusive de l'IA ou la protection inadéquate des données personnelles, pourrait entraîner des poursuites judiciaires contre la société par des entités gouvernementales ou autres, des amendes et des pénalités (lorsque cela est autorisé en vertu des lois pertinentes), une atteinte à la réputation ou pourrait avoir une incidence négative sur nos résultats financiers. Le respect de lois en constante évolution pourrait également faire augmenter nos charges d'exploitation.

Concurrence

Cenovus livre concurrence à d'autres producteurs, raffineurs et commerçants dans tous les aspects, y compris l'accès aux capitaux, la prospection et la mise en valeur de sources d'approvisionnement nouvelles et existantes, l'acquisition de participations dans des biens de pétrole brut et de gaz naturel et le raffinage, la distribution et la commercialisation de produits pétroliers et gaziers. Un inventaire de ressources de qualité, les charges d'exploitation, les dépenses d'investissement et l'accès au marché sont les principaux facteurs contrôlables de rendement financier dans le secteur de l'énergie. Cenovus investit dans l'innovation technologique et l'amélioration continue afin de réduire les coûts et d'améliorer le rendement financier pour maintenir une position concurrentielle par rapport à ses pairs. L'industrie des hydrocarbures au sens large fait également concurrence aux sources d'énergie de remplacement, notamment les carburants renouvelables et l'électricité, qui se disputent une part du marché. L'incapacité à maintenir une position concurrentielle par rapport à nos pairs de l'industrie des hydrocarbures et aux sources d'énergie de remplacement pourrait avoir des effets négatifs sur nos activités, notre situation financière, nos flux de trésorerie et notre réputation.

Réalisation de projets

Nous gérons divers projets de croissance et d'optimisation dans l'ensemble de notre portefeuille mondial d'actifs. De plus, nous avons d'autres projets à diverses étapes de la planification et de l'élaboration, y compris des projets de maintenance et de révision et des projets liés à nos objectifs de réduction des émissions de GES. Le large éventail des risques associés à l'élaboration et à la réalisation de projets, de même qu'à la mise en service et à l'intégration de nouvelles installations aux actifs existants, peut avoir une incidence sur la viabilité économique de nos projets. Ces risques comprennent notamment la capacité de Cenovus à obtenir les approbations environnementales et réglementaires nécessaires, sa capacité à obtenir les accès ou à conclure les ententes pour l'utilisation des terres s'y rapportant à des modalités contractuelles favorables, sa capacité d'accéder aux technologies opérationnelles et de l'information et aux données connexes et de les mettre en œuvre et de les utiliser, y compris les améliorations qui y sont apportées, les risques relatifs aux échéanciers, à la performance des entrepreneurs, à la conception, au transport et à l'installation des composantes des projets, aux ressources et aux coûts, y compris la disponibilité et le coût des matériaux, de l'équipement et de la main-d'œuvre qualifiée, l'incidence des perturbations de la chaîne d'approvisionnement, l'incidence de la conjoncture économique et de la condition des marchés en général, y compris les pressions inflationnistes, l'incidence des conditions climatiques, les risques liés à l'exactitude des estimations de coûts des projets, la capacité de la société à financer ses dépenses d'investissement et ses charges de façon rentable, sa capacité à repérer et à réaliser des opérations stratégiques et l'incidence des modifications des lois et des règlements gouvernementaux, y compris en raison d'administrations nouvelles ou existantes dans les territoires où nous menons des activités d'exploitation, de mise en valeur ou de prospection ainsi que les attentes du public relativement à l'effet des activités pétrogazières sur l'environnement et des initiatives de réduction des émissions de GES. La mise en service et l'intégration de nouvelles infrastructures et installations aux actifs existants de la société pourraient retarder l'atteinte des cibles et des objectifs de rendement. L'incapacité de gérer ces risques efficacement pourrait avoir une incidence sur notre performance au chapitre de la sécurité et de l'environnement et nuire considérablement à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation, à nos flux de trésorerie et à notre réputation.

Coentreprises et partenariats

Certains de nos actifs ne sont ni exploités ni contrôlés par Cenovus ou sont détenus en partenariat avec des tiers, notamment par l'intermédiaire de coentreprises et, à certains moments, nous dépendons de nos partenaires pour mener à bien l'exécution et l'exploitation de divers projets et actifs, gérer les problèmes d'exploitation et les signaler dans leurs rapports. De plus, certains de nos projets en cours d'élaboration, y compris ceux liés à nos objectifs de réduction des émissions de GES, devraient être construits et exploités en collaboration avec des tiers. Par conséquent, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie et nos progrès en vue d'atteindre nos objectifs de réduction des GES pourraient subir l'incidence des mesures d'exploitants tiers ou de partenaires dans des domaines où notre capacité à contrôler et à gérer les risques pourrait être réduite.

Nos partenaires peuvent avoir des objectifs et des intérêts qui ne correspondent pas aux nôtres ou qui peuvent entrer en conflit avec les nôtres. Rien ne garantit que les demandes ou les attentes futures de Cenovus relativement à ces actifs et projets seront comblées ou qu'elles le seront en temps opportun. S'il survenait un différend avec un ou plusieurs de nos partenaires au sujet de la mise en valeur et de l'exploitation d'un projet ou si un ou plusieurs de nos partenaires n'étaient pas en mesure de financer leur part contractuelle des dépenses, un projet pourrait être retardé et Cenovus pourrait être responsable, en partie ou en totalité, du projet du ou des partenaires en faute. Si l'un de nos partenaires devenait insolvable, il se pourrait que les organismes de réglementation pertinents nous ordonnent de nous acquitter de nos obligations au nom de notre partenaire et que nous ne puissions pas obtenir de remboursement pour ces coûts. L'incapacité de gérer efficacement ces risques liés aux partenaires pourrait nuire considérablement à nos activités, à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation, à nos progrès en vue d'atteindre nos objectifs de réduction des émissions de GES, à notre réputation et à nos flux de trésorerie.

Technologies existantes et émergentes

Nous dépendons, entre autres, de la disponibilité et de l'évolutivité des technologies existantes et émergentes pour atteindre nos objectifs d'affaires, y compris nos objectifs en matière de durabilité. Les limites liées au développement, à l'adoption et au succès de ces technologies ou au développement de technologies perturbatrices pourraient avoir une incidence négative sur notre résilience à long terme.

Politiques gouvernementales

Les changements apportés aux politiques gouvernementales par les nouvelles administrations ou les administrations existantes peuvent avoir une incidence sur nos activités et notre capacité d'assurer la croissance de l'entreprise. Les restrictions sur la consommation d'énergie tirée des combustibles fossiles et l'activité économique transfrontalière peuvent influencer sur l'offre et la demande de nos produits et services, sur les prix de ces derniers ainsi que sur les possibilités qu'a la société de continuer à croître.

Cenovus collabore avec tous les paliers de gouvernement dans les territoires où elle exerce ses activités d'exploitation, de mise en valeur et de prospection pour nous assurer que nous demeurons concurrentiels, que les risques sont compris et que des stratégies d'atténuation sont mises en œuvre; toutefois, nous ne pouvons prédire le déroulement ni les effets précis des changements apportés aux politiques gouvernementales qui pourraient nuire à nos activités, à nos résultats d'exploitation, à notre situation financière ou à notre réputation.

Risques liés à la réglementation

Les secteurs du pétrole brut, du gaz naturel, des LGN et du raffinage en général et nos activités en particulier sont assujettis à la réglementation et à l'intervention des gouvernements en vertu de différents niveaux de législation dans les pays où nous exerçons des activités, où nous cherchons à y mener des activités de prospection, de mise en valeur et de production de pétrole brut, de produits raffinés, de gaz naturel, de LGN et d'autres produits connexes. Les secteurs réglementés de nos activités comprennent, entre autres, le régime foncier, les permis accordés aux projets, les redevances, les taxes et impôts (dont l'impôt sur le résultat et les tarifs), les droits à verser aux gouvernements, les taux de production, les contrôles de protection de l'environnement, la gestion de la sécurité du travail et des procédés, la protection de certaines espèces ou de certains terrains, les incidences cumulatives de tous les types de développement industriel, les plans, les lois et les règlements environnementaux, la réduction des GES et d'autres émissions, l'exportation et l'importation de pétrole brut, de produits raffinés, de gaz naturel, de LGN et d'autres produits connexes, le transport ferroviaire, maritime, routier ou par pipeline de pétrole brut, de produits raffinés, de gaz naturel, de LGN et d'autres produits connexes, la production, la manutention, l'entreposage, le transport, le traitement ou l'élimination de substances dangereuses, l'attribution, l'acquisition et le maintien de droits de prospection, de mise en valeur et de production, l'imposition d'obligations particulières en matière de forage, le contrôle sur la mise en valeur ou l'aménagement, l'abandon, la remise en état et l'assainissement de champs (y compris les restrictions relatives à la production) ou d'installations, et l'expropriation ou l'annulation possible des droits contractuels. Voir la rubrique « Risques liés aux plans et règlements environnementaux » ci-après. Tout changement aux régimes de réglementation applicables, y compris la mise en application de nouvelles lois ou de nouveaux règlements ou la mise en œuvre de programmes d'application, l'abrogation de toute loi ou de tout règlement existant, ou encore la modification de lois ou de règlements existants ou la modification de leur interprétation pourrait avoir une incidence sur nos projets en cours et prévus nécessitant des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation ou de conformité accrues, ce qui pourrait avoir un effet négatif sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie et notre réputation.

Autorisations des organismes de réglementation

Nos activités nous obligent à obtenir certaines approbations auprès de divers organismes de réglementation, et rien ne garantit que nous serons en mesure d'obtenir et de maintenir, à tout le moins à des conditions acceptables, l'ensemble des licences, des permis et des autres approbations nécessaires pour mener nos activités (y compris notamment certaines activités de prospection, de mise en valeur et d'exploitation) dans le cadre de nos projets. En outre, l'obtention de certaines approbations auprès d'organismes de réglementation peut impliquer, entre autres, la consultation des parties prenantes et des Autochtones (y compris la recherche d'un consensus, d'une collaboration ou d'un consentement), des études d'impact sur l'environnement et des audiences publiques. Les approbations des organismes de réglementation obtenues peuvent également être assujetties au respect de certaines conditions, notamment des obligations de dépôt d'une sûreté, la supervision réglementaire continue de projets, l'atténuation ou l'élimination des incidences de projets, l'évaluation des habitats et de l'environnement, et d'autres engagements ou obligations. L'incapacité d'obtenir les approbations pertinentes des organismes de réglementation ou le défaut de respecter les conditions en temps opportun ou de manière satisfaisante pourrait faire augmenter les coûts, retarder les projets et restreindre ou réduire à néant la capacité de Cenovus d'élaborer ou d'élargir efficacement la portée des projets proposés.

Démantèlement

Cenovus est assujettie à des obligations concernant le démantèlement, l'abandon, la remise en état et l'assainissement (le « démantèlement ») dans le cadre de ses activités d'exploitation, de mise en valeur et de prospection, y compris les obligations imposées par les différents niveaux de législation des territoires dans lesquels la société mène des activités d'exploitation, de mise en valeur et de prospection.

Nous tenons des estimations de nos passifs relatifs au démantèlement; cependant, il est possible que ces coûts varient radicalement avant le démantèlement, en raison des changements à la réglementation, à la législation et à la technologie, des risques écologiques ainsi que des changements au calendrier de démantèlement et à l'inflation, entre autres variables.

Nous avons établi un programme de surveillance continue de l'environnement aux emplacements de détail que nous détenons ou louons ou que nous détenions ou louions par le passé et pour lesquels nous avons conservé une responsabilité environnementale; des mesures d'assainissement sont prises au besoin afin de respecter les obligations contractuelles et juridiques. Les coûts de tels travaux de remise en état ne peuvent être déterminés en raison de l'incertitude entourant l'échéancier et l'ampleur des mesures d'assainissement qui pourraient être nécessaires.

L'incidence pour notre entreprise de toute décision relevant de la loi, de la réglementation ou des politiques sur le régime de responsabilité de démantèlement dans les territoires dans lesquels nous menons des activités d'exploitation, de mise en valeur ou de prospection ne peut être établie de manière fiable et précise et peut dépendre des changements de politique gouvernementale, y compris en raison d'administrations nouvelles ou existantes dans les territoires où nous menons des activités d'exploitation, de mise en valeur ou de prospection. Le recouvrement des coûts ou d'autres mesures prises par les organismes de réglementation concernés pourraient avoir des répercussions sur Cenovus et influencer de manière défavorable et importante sur l'entreprise, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie, entre autres.

Régimes de redevances

Nos flux de trésorerie peuvent être directement touchés par des modifications des régimes de redevances et d'impôt minier. Les gouvernements des pays dans lesquels nous détenons des actifs productifs reçoivent des redevances relativement à la production d'hydrocarbures sur des terrains à l'égard desquels ils détiennent respectivement les droits miniers et que nous produisons en vertu d'une entente avec chacun des gouvernements. La réglementation gouvernementale visant les redevances et l'impôt minier peut être modifiée pour de nombreuses raisons, notamment politiques. Au Canada, un impôt minier est prélevé dans certaines provinces sur la production d'hydrocarbures provenant de terrains qui ne sont pas des terres de la Couronne. L'éventualité de modifications des régimes de redevances et d'impôts miniers applicables dans les territoires où nous menons des activités d'exploitation, de mise en valeur ou de prospection, ou changements à la façon dont sont interprétés et appliqués les régimes de redevances actuels par les gouvernements concernés crée de l'incertitude relativement à la capacité d'estimer avec précision les taux de redevances futurs et pourrait avoir une incidence marquée sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Une augmentation des taux de redevance ou des impôts miniers dans les territoires dans lesquels nous détenons des actifs productifs réduirait nos bénéfices et pourrait rendre non rentables, dans le territoire en cause, les dépenses d'investissement futures ou les activités actuelles et réduire la valeur de nos actifs connexes.

Revendications territoriales et de droits autochtones

Au Canada, les droits ancestraux ou issus de traités des peuples autochtones sont protégés en vertu de la Constitution. Les répercussions sur ces droits ancestraux ou issus de traités doivent être prises en compte dans les régions où Cenovus exerce ses activités. L'affirmation légitime de titres autochtones ou d'autres revendications de droits ancestraux qui visent des terres où Cenovus exerce des activités pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités de Cenovus ou le rythme de sa croissance.

L'opposition des communautés autochtones à notre société, à nos activités, à la mise en valeur ou à la prospection sur les baux de terres publiques peut nuire à notre réputation et à notre capacité d'exécuter des plans d'exploitation ou de prospection. D'autres répercussions pourraient comprendre le détournement du temps et des ressources de la direction, l'augmentation des frais juridiques, des coûts liés à des exigences réglementaires ou des honoraires de services-conseils, et entraver notre capacité de prospecter, de mettre en valeur et de continuer à exploiter des projets. De plus, les changements apportés aux lois relatives aux droits et titres autochtones peuvent avoir des répercussions négatives importantes sur nos activités.

De plus, les revendications relatives aux titres ancestraux ou à d'autres droits autochtones, ainsi que l'opposition des communautés autochtones, peuvent avoir une incidence sur les secteurs du pétrole et du gaz et du raffinage dans leur ensemble. Les contestations judiciaires ou l'opposition à de grands projets d'infrastructure comme des pipelines, des chemins de fer ou des terminaux d'exportation peuvent entraîner des retards, des annulations ou une augmentation des coûts. Ces résultats peuvent avoir une incidence négative sur nos activités, notre rythme de croissance, le cours des actions et les plans de mise en valeur, même si la société ne participe pas directement à l'aménagement ou à l'exploitation de ces projets.

Risques liés aux changements climatiques

À l'échelle mondiale, les changements climatiques suscitent une inquiétude et le moment et le rythme de la transition vers une économie à plus faibles émissions de carbone retiennent l'attention. Les gouvernements, les institutions financières, les compagnies d'assurances, les organismes non gouvernementaux (les « ONG »), les organisations vouées à la protection de l'environnement et à la gouvernance, les agences de notation, les investisseurs institutionnels, les militants sociaux et environnementaux, les actionnaires et les particuliers cherchent à mettre en place, entre autres, des changements réglementaires et politiques, de nouveaux comportements en matière d'investissement et une transformation des habitudes et des tendances de consommation d'énergie. Ces changements, pris individuellement ou collectivement, ont pour but et pour effet d'accélérer la réduction de la consommation mondiale d'énergie fossile, l'adoption de formes d'énergie à plus faibles émissions de carbone et l'abandon général des combustibles fossiles comme forme d'énergie. Une transition vers une économie à faibles émissions de carbone pourrait accroître la demande pour des sources d'énergie de remplacement et à plus faibles émissions. Les changements dans le comportement des clients liés à la réduction de la consommation d'énergie pourraient avoir une incidence sur les clients de Cenovus et, par conséquent, sur la demande de ses produits. La transition vers une économie à plus faibles émissions de carbone pourrait également poser un risque pour Cenovus si elle n'est pas en mesure de diversifier ses activités au même rythme qu'une telle transition s'opère.

De plus, les risques liés à la réglementation, au climat et à la transition peuvent également se répercuter à l'échelle de l'industrie, particulièrement en raison de leur influence sur les grands projets d'infrastructure. Les changements réglementaires, les tendances du marché ou les changements de politiques peuvent entraîner des retards, des annulations ou une augmentation des coûts pour les projets essentiels à l'industrie. De telles incidences pourraient nuire indirectement à nos activités, à nos perspectives de croissance, au cours des actions et aux plans de mise en valeur, même si la société ne participe pas directement à l'aménagement ou à l'exploitation de ces projets.

Les changements climatiques et leurs répercussions connexes peuvent augmenter notre exposition à chacun des risques mentionnés dans la section « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion. Dans l'ensemble, nous ne sommes pas en mesure à ce moment-ci d'estimer le degré auquel les risques liés à la réglementation, aux conditions climatiques et à la transition en matière de changements climatiques pourraient influencer sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation. Nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie, notre réputation, les approbations réglementaires, notre accès aux capitaux et aux assurances, nos coûts d'emprunt, notre capacité de financer les versements de dividendes ou nos plans d'affaires peuvent subir plus particulièrement et sans s'y limiter les effets des changements climatiques et autres effets connexes.

Règlements sur les changements climatiques

Cenovus exerce ses activités dans plusieurs territoires qui réglementent ou ont proposé de réglementer les émissions de GES, souvent dans le but de faire la transition vers une économie à plus faibles émissions de carbone. Certains de ces règlements sont en vigueur, tandis que d'autres en sont à diverses étapes de discussion, d'examen ou de mise en application, ce qui crée une incertitude sur le plan des politiques. D'autres ambiguïtés découlent du calendrier et des répercussions possibles de tout règlement envisagé ou émergent, notamment la façon dont les règlements nouveaux et existants peuvent être harmonisés et synchronisés avec les exigences existantes ou envisagées sur l'ensemble des territoires. De plus, les changements d'administration gouvernementale rendent incertaines et imprévisibles les répercussions sur les politiques et les coûts des entreprises. Des règlements supplémentaires quant aux changements climatiques, y compris la mise en œuvre de règlements qui ne sont pas actuellement envisagés et des modifications aux règlements actuels et futurs, pourraient avoir une incidence défavorable sur les activités de Cenovus, sa situation financière, ses résultats d'exploitation, ses approbations réglementaires et ses flux de trésorerie, dont l'incidence ne peut être estimée de manière fiable ou précise. Parmi les exemples de telles modifications réglementaires, on peut citer, sans s'y limiter, la tarification du carbone, la réglementation ou la limitation des émissions de GES, les normes relatives à l'intensité en carbone des combustibles fossiles liquides, les normes sur les carburants renouvelables, les normes sur les émissions des véhicules, les objectifs de vente de véhicules électriques et la réglementation de la production d'électricité.

Les changements apportés aux lois et aux règlements en matière d'environnement et d'émissions par les autorités gouvernementales pourraient entraîner une modification des exigences relatives à la conception et à l'exploitation des installations, ce qui pourrait faire augmenter les coûts de construction, d'exploitation et d'abandon. Les autres effets possibles des nouveaux règlements peuvent inclure, sans s'y limiter, une augmentation des coûts de conformité, des pénalités, des retards dans la délivrance des permis, un abandon général de l'énergie d'origine fossile, une réduction de la demande future (et des niveaux de prix correspondants) de nos produits, des coûts substantiels pour générer ou acheter des crédits ou des quotas d'émission et une hausse des prix pour les intrants essentiels (comme le condensat), qui peuvent tous entraîner une augmentation des charges d'exploitation. De plus, les quotas d'émission ou les crédits compensatoires pourraient ne pas être disponibles, soit pour l'achat, soit en tant qu'option économiquement viable. Les réductions exigées peuvent ne pas être mises en œuvre sur une base technique ou économique, en totalité ou en partie, et l'absence d'accès à des ressources ou à des technologies afin de respecter les exigences en matière de réduction des émissions ou d'autres mécanismes de conformité pourrait nuire à l'entreprise et entraîner notamment des amendes, des retards dans la délivrance des permis, des pénalités, l'interruption de la production ou la suspension des activités.

L'ampleur et la portée de toute incidence négative des règlements actuels ou futurs ne peuvent être estimées de façon fiable ou précise, en partie parce que certaines exigences législatives et réglementaires n'ont pas été finalisées, que d'autres sont susceptibles d'être modifiées et qu'il existe une incertitude quant aux mesures supplémentaires envisagées, aux délais de conformité et au fait que les coûts et les répercussions réels pourraient être différents de ceux prévus et que ces différences pourraient être importantes.

Relations de travail

Nous employons une main-d'œuvre syndiquée pour l'exploitation de certaines installations et il pourrait survenir des conflits de travail susceptibles d'entraver l'exploitation de ces installations. En date du 31 décembre 2025, environ 11 % de nos employés étaient représentés par des syndicats en vertu de conventions collectives, ce qui comprend environ 47 % de notre effectif aux États-Unis et 1 % de notre effectif au Canada.

Dans les lieux de travail syndiqués, il y a un risque de grève ou d'arrêt de travail, ce qui pourrait entraîner un effet défavorable significatif sur nos activités. La société peut également engager des coûts importants associés aux plans d'atténuation et d'intervention d'urgence pour assurer la continuité des activités en cas de grève ou de lock-out. Les futurs efforts de syndicalisation des employés non représentés de Cenovus peuvent entraîner une hausse des salaires et des avantages sociaux et d'autres conséquences négatives sur l'emploi quant à la souplesse et aux droits de la direction.

Enfin, nous avons constaté une augmentation des activités de syndicalisation en 2025, ce qui a entraîné la syndicalisation d'un de nos biens dans la région de l'Atlantique qui n'était pas représenté auparavant. Les changements survenus dans le milieu de travail à la suite de transactions peuvent accroître la tendance à la syndicalisation.

L'année 2026 sera marquée par une période de négociation intense à l'échelle de l'entreprise, car toutes les conventions collectives actuelles arriveront à échéance et pourront être renégociées. Toute renégociation de nos conventions collectives actuelles peut entraîner des conditions plus ou moins favorables pour nous.

Toutes ces mesures pourraient avoir des effets négatifs importants sur nos activités, notre sécurité, notre réputation, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Dirigeants et personnel

Notre succès repose sur un leadership fort et une main-d'œuvre hautement qualifiée et compétente. Si la société ne parvient pas à recruter, à former et à maintenir en poste les membres clés de son personnel et ses salariés talentueux et diversifiés possédant les comportements, l'expérience en leadership ainsi que les compétences professionnelles et techniques nécessaires pour favoriser la culture organisationnelle et de sécurité souhaitée, il pourrait en découler des incidences défavorables sur ses activités, sa sécurité, sa réputation, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie. Une gestion inadéquate des risques liés aux ressources humaines pourrait également entraîner des pertes ou des risques financiers ou des risques d'atteinte à la réputation, notamment ceux découlant de mesures non conformes aux lois sur l'emploi en vigueur.

De plus, une planification insuffisante de la relève ou des lacunes dans notre bassin de talents pour les postes de direction pourraient perturber les opérations et ralentir les progrès organisationnels.

L'intégration de nouveaux employés acquis dans le cadre de transactions peut entraîner une augmentation des taux de roulement du personnel (y compris la perte d'employés clés), la perturbation des relations de travail et un accroissement des litiges liés à l'emploi.

Enfin, l'incapacité à maintenir une culture qui favorise la sécurité, l'inclusion et un rendement solide peut nuire à l'exécution de notre stratégie.

Menaces à la sécurité et menaces terroristes

Les menaces à la sécurité et les activités terroristes peuvent avoir une incidence sur notre personnel ou sur le personnel de nos partenaires, de nos clients et de nos fournisseurs, ce qui peut entraîner des blessures, des pertes de vie, de l'extorsion, des prises d'otage, des enlèvements ou des séquestrations, des dommages aux biens de Cenovus ou de tiers ou leur destruction, des incidences sur l'environnement et l'interruption des activités. Une menace à la sécurité ou des attaques terroristes visant une installation, un terminal, un pipeline, un réseau ferroviaire, un réseau de camionnage, un bureau, un navire océanique ou une installation en mer, détenus ou exploités par Cenovus ou l'un ou l'autre de ses réseaux, services, infrastructures, voies d'accès aux marchés ou partenariats pourraient entraîner l'interruption ou la cessation de volets clés de nos activités. Le profil de risque pour les menaces à la sécurité et les menaces terroristes peut varier en fonction de l'emplacement géographique, des événements internationaux et des niveaux de risque géopolitique, et l'issue de tels incidents pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre sécurité, notre réputation, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Risque lié aux événements internationaux et à la géopolitique mondiale

Nous sommes exposés aux risques financiers et opérationnels associés à l'exploitation dans la région de l'Asie-Pacifique. Nos activités comprennent des actifs exploités et non exploités situés en mer de Chine méridionale, ce qui nécessite la conclusion d'ententes de coopération avec notre partenaire, la China National Offshore Oil Corporation ou ses filiales (collectivement, la « CNOOC »). De plus, nos activités dans la région de l'Asie-Pacifique comprennent des actifs non exploités dans le détroit de Madura au large de l'Indonésie qui sont détenus et exploités par la coentreprise, HCML, avec délégation à CNOOC.

Les événements ayant une incidence sur le commerce international, en particulier entre le Canada et les États-Unis, les États-Unis et la Chine, le Canada et la Chine, ainsi que l'Union européenne et la Chine, y compris les exercices militaires, les modifications des lois ou l'application des lois existantes, les fluctuations des taux de change, les différends commerciaux, la renégociation ou l'annulation d'accords ou de traités, les tarifs nouveaux ou accrus et les réponses à ces changements (y compris par les gouvernements, nos partenaires commerciaux et nos clients), ce qui peut comprendre, sans s'y limiter, des mesures de rétorsion, des surtaxes, des contre-mesures, des droits compensateurs, des droits antidumping, des taxes à l'exportation ou à l'importation sur les produits de Cenovus ainsi que des restrictions en matière d'importation et d'exportation, des sanctions et d'autres mesures, et peut avoir une incidence négative sur les projets de mise en valeur et les marchés et entraîner un affaiblissement des conditions macroéconomiques ou stimuler le sentiment politique ou national, ce qui affaiblit la demande de pétrole brut, de produits raffinés, de gaz naturel, de LGN et d'autres produits connexes et pourrait avoir une incidence négative significative, entre autres, sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Cenovus peut être touchée par l'évolution des relations bilatérales ainsi que des structures et des normes mondiales qui régissent le commerce international et par d'autres facteurs géopolitiques : chocs aigus (instabilité civile ou sanctions) et stress chronique (différends politiques ou commerciaux et autres formes de conflit, notamment des conflits armés), sources de menaces à long terme pour notre entreprise. Les mesures unilatérales ou les changements dans les relations entre les pays dans lesquels nous sommes établis, notamment les États-Unis et la Chine, ainsi que les stratégies de ces pays en matière de multilatéralisme et de protectionnisme peuvent limiter notre capacité d'accéder à des marchés, des technologies, des talents et des capitaux. De même, des événements politiques comme ceux que nous observons actuellement au Venezuela pourraient avoir des répercussions à court ou à long terme sur les marchés régionaux et mondiaux du pétrole et du gaz. Les perturbations ou les changements imprévus de cet ordre peuvent réduire notre capacité de vendre nos produits à une valeur optimale ou d'accéder à des intrants dont nous avons besoin pour fonctionner efficacement, et ils pourraient influencer négativement sur notre situation financière.

Litiges et réclamations

À l'occasion, nous pourrions recevoir des demandes ou faire l'objet de différends, d'ordonnances réglementaires, d'enquêtes, de procédures, d'arbitrages ou de litiges (les « réclamations ») découlant directement ou indirectement de notre entreprise, de nos activités ou d'autres relations contractuelles. Compte tenu de la nature de notre entreprise et de nos activités, nous pourrions être visés par différents types de réclamations, portant notamment sur le défaut de respecter les lois et règlements applicables, notamment ceux liés à la santé et à la sécurité, au changement climatique, à la concurrence, à des déclarations publiques ou commerciales, à l'environnement, à la violation de contrat, à la négligence, à la responsabilité du fait des produits, aux règles antitrust, à toute forme de corruption, aux impôts, aux recours collectifs concernant les valeurs mobilières, aux actions en justice dérivées, à la contrefaçon de brevet, à la protection des renseignements personnels, à l'emploi, aux droits de la personne, aux relations de travail, aux blessures corporelles et à d'autres types de réclamations, dont l'ampleur pourrait être importante.

Au cours des dernières années, un nombre croissant d'enquêtes sur la manière dont a lieu l'établissement et la promotion des objectifs liés au climat et de litiges liés aux changements climatiques ont surgi dans divers territoires, entre autres aux États-Unis et au Canada. Nombre des poursuites liées aux changements climatiques n'en sont qu'aux premiers stades de la procédure et, dans certains cas, avancent des motifs d'action nouveaux ou encore jamais invoqués, mais rien ne peut garantir que des faits nouveaux sur le plan légal, social, scientifique ou politique ne feront pas augmenter la probabilité qu'une poursuite liée aux changements climatiques intentée contre les producteurs d'énergie tels que Cenovus, soit gagnée par les demandeurs. Nous pourrions avoir mauvaise presse du fait de ces questions, ce qui porterait atteinte à la perception que le public aurait de nous et à notre réputation, que nous soyons déclarés responsables ou non.

Nous pourrions être tenus d'affecter des fonds ou des ressources importantes relativement à de telles réclamations. De plus, de telles réclamations pourraient donner lieu à des jugements, des ordonnances ou décisions défavorables, des amendes, des sanctions, des pénalités, le versement de dommages pécuniaires, l'interruption temporaire ou permanente des activités ou des restrictions imposées à notre entreprise. Il peut être difficile d'évaluer ou de quantifier l'issue de telles réclamations, issue qui pourrait comporter une incidence défavorable importante sur nos activités, notre sécurité, notre réputation, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Risques liés aux plans et règlements environnementaux

Tous les aspects de nos activités sont assujettis aux plans et à la réglementation, à la surveillance et à des mesures d'application en matière d'environnement adoptées en application de lois et de règlements imposés par divers ordres de gouvernement dans les territoires où nous menons des activités d'exploitation, de mise en valeur ou de prospection, y compris des plans, des lois et des règlements de gestion des terres. Le respect des règlements applicables pourrait rallonger les délais d'approbation des projets, des licences et des permis critiques et entraîner des normes plus strictes, en ce qui a trait à leur application, l'augmentation des amendes et des obligations, l'imposition de limites relatives aux émissions, des litiges, l'augmentation des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation, la hausse des coûts liés à la conformité et l'augmentation des coûts de fermeture, de contrôle ou de limites des terres et de l'accès aux ressources, de restauration et d'assainissement écologique. Les ONG tierces, les groupes de citoyens militants et les communautés autochtones peuvent également influencer sur les lois et les règlements environnementaux dans les territoires où nous menons des activités d'exploitation, de mise en valeur ou de prospection, y compris les États-Unis et le Canada. Nous estimons que les lois et les règlements en matière d'environnement changeront. La complexité de l'évolution des lois et des règlements environnementaux rend ardue toute prédiction quant aux répercussions éventuelles sur nos activités.

La réglementation en matière d'environnement et de santé aux États-Unis et l'application rigoureuse des règlements par les organismes de réglementation présentent des enjeux et des risques pour nos activités aux États-Unis. Ces risques peuvent découler de la finalisation de nouvelles normes d'émissions, normes de qualité de l'eau et exigences en matière de gestion de la sécurité du travail ou des processus, de l'adoption de règlements visant les nouveaux contaminants ou de l'établissement par les gouvernements de nouvelles interprétations qui peuvent faire augmenter les coûts de conformité, exiger des projets d'investissement, allonger les délais de mise en œuvre des projets et avoir un effet négatif sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Loi sur les espèces en péril

La *Loi sur les espèces en péril* (la « LEP ») du gouvernement fédéral canadien et les accords qui y sont associés ainsi que les lois provinciales équivalentes concernant les espèces menacées et les espèces en voie de disparition et leur habitat peuvent limiter le rythme et l'ampleur de la mise en valeur ou de l'activité dans les zones qualifiées d'habitat essentiel pour les espèces préoccupantes. Il est difficile de prédire la portée et l'ampleur des incidences défavorables éventuelles de la législation sur l'élaboration et la réalisation de projets puisqu'il existe une incertitude quant à savoir si les plans et les mesures des gouvernements seront suffisamment rigoureux pour respecter les exigences de la LEP et les dispositions connexes. De même, il existe une incertitude quant à l'issue de litiges qui pourraient être intentés quant aux responsabilités et obligations fédérales en vertu de la LEP.

Système de gestion de la qualité de l'air fédéral du Canada

Le *Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques* (le « RMPA »), pris en application de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, établit des normes obligatoires à l'échelle nationale concernant les émissions de polluants atmosphériques visant à protéger l'environnement et la santé des Canadiens. Il a établi des limites d'émissions d'oxydes d'azote pour certains équipements, notamment les moteurs stationnaires, les chaudières et les fournaies, dans plusieurs secteurs industriels. Nous prévoyons que le RMPA aura des répercussions défavorables pour Cenovus, notamment sur les dépenses d'investissement requises pour la mise à niveau du matériel existant et les charges d'exploitation, qui augmenteront.

Les normes canadiennes de qualité de l'air ambiant (les « NCQAA ») pour le dioxyde d'azote, le dioxyde de soufre, les particules fines et l'ozone ont été mises en place dans le cadre du Système de gestion de la qualité de l'air national. La mise en œuvre des NCQAA par les provinces peut avoir lieu au niveau des zones atmosphériques régionales et les mesures de gestion de ces zones pourraient comporter des normes d'émissions plus strictes applicables aux sources industrielles des titulaires d'autorisations dans des régions où nous exerçons des activités, ce qui pourrait avoir des incidences négatives, notamment sur les dépenses d'investissement requises pour la mise à niveau des installations existantes et les charges d'exploitation, qui augmenteront.

Examen des processus environnementaux et réglementaires

L'augmentation ou l'évolution des obligations en matière d'évaluation environnementale imposées par divers paliers de gouvernement dans les territoires où nous menons des activités d'exploitation, de mise en valeur ou de prospection peut susciter un risque d'augmentation des coûts, de retards dans l'aménagement de projets et un nombre accru de conditions. Le cadre réglementaire des territoires où nous menons des activités d'exploitation, de mise en valeur ou de prospection évolue constamment et peut devenir plus onéreux, ce qui peut nuire à notre capacité de mettre en valeur nos ressources de façon économique. La portée et l'ampleur de l'incidence résultant des changements au cadre réglementaire concernant l'aménagement ou l'exploitation de projets ne peuvent être estimées en ce moment.

Réglementation des eaux

Nous utilisons de l'eau douce pour certaines activités, que nous nous procurons conformément à la réglementation de chaque territoire, notamment en vertu des permis d'utilisation des eaux. Si les droits d'utilisation des eaux augmentent, si les modalités des permis d'utilisation des eaux changent ou s'il y a des restrictions quant aux quantités d'eau que la société peut utiliser, la production pourrait diminuer ou les charges d'exploitation augmenter, ce qui aurait dans les deux cas une incidence défavorable significative sur nos activités et notre situation financière. Rien ne garantit que les permis actuels ou futurs soient maintenus ou approuvés. Cela pourrait influencer sur nos activités, notamment notre capacité d'exploiter nos actifs et de réaliser nos plans de mise en valeur.

Nos raffineries américaines sont assujetties à des exigences de rejet d'eau qui nécessitent le traitement des eaux usées avant le rejet. Le non-respect de ces exigences peut entraîner des mesures d'application de la part des organismes de réglementation, y compris l'imposition d'amendes, l'émission d'ordonnances pour moderniser les usines de traitement et la suspension des activités. Les organismes de réglementation fédéraux et étatiques aux États-Unis se penchent actuellement sur les substances perfluoroalkylées et polyfluoroalkylées (« PFAS ») dans les permis de rejet dans l'eau en exigeant l'installation d'unités supplémentaires de traitement des eaux usées et la surveillance des PFAS dans les rejets.

Fracturation hydraulique

Des initiatives législatives et réglementaires ont été adoptées relativement aux allégations des parties prenantes selon lesquelles les techniques de fracturation hydraulique sont nocives pour les sources d'eau de surface et d'eau potable et augmentent la fréquence de l'activité sismique. De nouvelles lois, de nouveaux règlements ou de nouvelles exigences en matière de permis visant la fracturation hydraulique pourraient donner lieu à des limites ou des restrictions relatives aux activités de mise en valeur de pétrole et de gaz, à des retards dans l'exploitation, à l'accroissement des coûts liés à la conformité, à des restrictions à l'utilisation de l'eau douce, à des exigences opérationnelles supplémentaires ou à des revendications accrues de tiers ou de gouvernements, ce qui ferait augmenter les coûts d'exploitation pour la société et aurait une incidence sur la quantité de gaz naturel et de pétrole que nous serions capables de produire à partir de nos réserves.

Domaines d'intérêt et objectifs en matière de durabilité

Nous avons établi des objectifs concrets dans nos domaines d'intérêt en matière de durabilité et nous continuons d'affecter des ressources et de réaliser des plans concrets en vue de concrétiser ces ambitions. Pour atteindre ces objectifs et réagir à l'évolution de la demande du marché, nous pourrions engager des coûts supplémentaires et investir dans l'innovation. Il est possible que les avantages de ces investissements soient inférieurs à nos attentes, ce qui pourrait avoir un effet négatif sur nos activités, notre situation financière et notre réputation.

Dans l'ensemble, nos objectifs en matière de durabilité sont liés à notre capacité de réaliser notre stratégie d'affaires en cours, qui est sous l'emprise de nombreux risques et incertitudes inhérents à nos activités et à notre secteur d'activité, tel qu'il est mentionné à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion. Les investisseurs et les parties prenantes pourraient comparer la performance des entreprises en matière de durabilité, notamment leur performance dans un contexte de changements climatiques. Si nous n'atteignons pas nos objectifs en matière de durabilité ou si les parties prenantes clés ont le sentiment que nos objectifs à ce titre sont insuffisants ou irréalisables, notre réputation pourrait s'en ressentir, sans parler de notre capacité à attirer des capitaux et des protections d'assurance, ce qui pourrait donner lieu à des allégations selon lesquelles nous avons présenté sous un faux jour nos objectifs ou notre capacité de les atteindre.

Il existe également un risque que certains ou la totalité des avantages attendus des divers objectifs en matière de durabilité et des occasions de les atteindre ne se concrétisent pas, coûtent plus cher à concrétiser que prévu ou ne se concrétisent pas dans les délais impartis. En outre, il y a un risque que les mesures que nous prenons pour concrétiser les ambitions liées à nos domaines d'intérêt en matière de durabilité puissent, entre autres, augmenter nos dépenses d'investissement et, par conséquent, nuire à notre capacité d'investir dans d'autres aspects de nos activités, ce qui pourrait influencer défavorablement sur nos résultats opérationnels et financiers futurs.

Objectifs en matière de changement climatique et de réduction des émissions de GES

Notre capacité à atteindre nos objectifs de réduction des GES est assujettie à de nombreux risques et incertitudes, et les mesures que nous prenons pour les mettre en œuvre peuvent également nous exposer à certains risques de litiges ou risques financiers et opérationnels supplémentaires ou accrus. La réduction des émissions de GES passe, parmi plusieurs facteurs, par la capacité de Cenovus d'élaborer des stratégies évolutives et commercialement viables de réduction des émissions avec technologies et produits connexes à l'appui, et par sa capacité d'y accéder et de les mettre en œuvre. Si nous n'étions pas en mesure de mettre, comme prévu, ces stratégies et technologies en œuvre sans qu'elles aient de répercussions négatives sur nos activités prévues ou notre structure de coûts, ou si ces stratégies et technologies ne produisaient pas les résultats attendus, nous pourrions ne pas pouvoir atteindre nos objectifs de réduction des émissions de GES selon l'échéancier prévu ou ne jamais pouvoir les atteindre. De telles circonstances pourraient donner lieu à des allégations selon lesquelles nous avons présenté sous un faux jour nos objectifs ou notre capacité de les atteindre.

En outre, nos objectifs à plus long terme sont fondamentalement plus incertains à cause de l'échéance lointaine et de certains facteurs qui échappent à notre volonté, comme l'application commerciale des technologies futures sans doute nécessaires pour nous aider à réaliser nos objectifs ainsi que la coopération et les actions de tierces parties, y compris l'Alliance nouvelles voies. Le projet de capture et de stockage du carbone proposé par l'Alliance nouvelles voies présente un intérêt particulier, et si ce projet est retardé ou ne va pas de l'avant, la capacité de Cenovus à atteindre ses objectifs et à concrétiser ses ambitions en matière de réduction des GES sera retardée et pourrait ne pas être atteinte.

De plus, l'atteinte de nos objectifs de réduction des émissions de GES repose sur un cadre de réglementation favorable et stable qui comprend, entre autres, l'appui de divers paliers de gouvernement, y compris le soutien financier et des engagements en matière de dépenses d'investissement partagées, qui pourraient ne pas évoluer d'une manière conforme à nos attentes, en totalité ou en partie. L'atteinte de nos objectifs de réduction des émissions de GES nécessitera également des dépenses d'investissement et des ressources de l'entreprise et il est possible que les coûts réels diffèrent de nos estimations initiales et que les différences soient importantes. Qui plus est, le coût de l'investissement dans des technologies de réduction des émissions et le redéploiement des ressources et de notre attention en découlant pourraient nuire à nos activités, à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation et à nos flux de trésorerie.

Objectifs liés à l'intendance des eaux

Notre capacité d'atteindre nos objectifs liés à l'intendance des eaux dépendra de la viabilité commerciale et de l'évolutivité des stratégies pertinentes de réduction de l'utilisation d'eau et de la technologie et des produits connexes d'utilisation de la vapeur et de l'eau. Le recours général ou partiel aux nouvelles technologies, l'intégration de ces technologies à de nouvelles activités ou à des activités existantes et l'acceptation par le marché des nouvelles technologies présentent leur lot de risques. Si nous sommes incapables de déployer avec efficacité les stratégies et les technologies nécessaires tel que prévu, sans influencer négativement sur les activités ou la structure de coûts anticipées, ou si ces stratégies ou technologies ne fonctionnaient pas comme prévu, les progrès en vue d'atteindre nos objectifs pourraient être interrompus, retardés ou abandonnés. De telles circonstances pourraient donner lieu à des allégations selon lesquelles nous avons présenté sous un faux jour nos objectifs ou notre capacité de les atteindre.

Objectifs en matière de biodiversité

Notre capacité de concrétiser nos ambitions en matière de biodiversité est soumise à divers risques opérationnels, environnementaux et réglementaires, qui pourraient entraîner des restrictions, des responsabilités, des obligations et des coûts importants pour Cenovus. Se reporter à la rubrique « Démantèlement » ci-dessus. De plus, l'augmentation des charges d'exploitation, l'évolution de la conjoncture des marchés et l'accès à des capitaux supplémentaires, le cas échéant, pourraient nous amener à ne pas pouvoir financer et atteindre nos objectifs en matière de biodiversité selon les échéanciers prévus ou à ne jamais les atteindre. Dans certains cas, la concrétisation de nos ambitions en matière de biodiversité a des répercussions opérationnelles sur la réduction de notre empreinte et l'accélération de l'abandon, de la remise en état et de la restauration. Si nous n'atteignons pas nos objectifs, cela pourrait donner lieu à des allégations selon lesquelles nous avons présenté sous un faux jour nos objectifs ou notre capacité de les atteindre.

Objectifs en matière de réconciliation avec les peuples autochtones

Un échec ou un retard dans la concrétisation de nos ambitions en matière de réconciliation avec les peuples autochtones ou la poursuite des initiatives de réconciliation avec les Autochtones pourrait nuire à notre relation avec les entreprises et les communautés autochtones avoisinantes, ainsi qu'à notre réputation.

Objectifs en matière d'acceptation et d'appartenance

L'acceptation et l'appartenance de notre personnel jouent un rôle essentiel dans le renforcement de notre performance et de notre culture organisationnelle. Un échec ou un retard dans la concrétisation de nos ambitions en matière d'acceptation et d'appartenance pourrait avoir un effet négatif important sur nos activités de recrutement, nos efforts de rétention et notre réputation auprès de nos parties prenantes.

Risque lié à la réputation

Nous tablons sur notre réputation afin de tisser et de maintenir des liens positifs avec nos investisseurs et d'autres parties prenantes, de recruter du personnel et de le maintenir en poste et d'être perçus comme une société crédible et digne de confiance. Toutes les mesures que nous prenons peuvent influencer sur l'opinion et les décisions du public ou de nos principales parties prenantes, ce qui pourrait se répercuter défavorablement sur le cours de nos actions, nos plans de mise en valeur ou notre capacité de poursuivre nos activités.

Le développement de l'énergie à base de combustibles fossiles, et plus particulièrement la mise en valeur des sables bitumineux, a retenu une attention considérable au chapitre de l'incidence sur l'environnement, des changements climatiques, des émissions de GES et de la réconciliation avec les Autochtones. Les inquiétudes au sujet des sables bitumineux pourraient nuire, directement ou indirectement, à la rentabilité de nos projets de sables bitumineux en cours et à la viabilité de nos projets futurs dans ce secteur en créant une incertitude réglementaire considérable de même qu'une incertitude sur le plan économique et opérationnel et pourraient entraîner une restriction de l'accès à l'assurance, aux liquidités et au capital et influencer sur la demande pour nos produits.

Le militantisme des actionnaires a augmenté dans le secteur pétrogazier, et les investisseurs peuvent de temps à autre tenter d'apporter des changements à nos activités, à notre gouvernance ou à nos pratiques d'information en ce qui concerne les changements climatiques ou autres, que ce soit au moyen de propositions d'actionnaires, de campagnes publiques, de sollicitations de procurations ou autrement. De telles mesures, qu'elles soient fructueuses ou non, pourraient avoir une incidence négative sur nos activités en détournant l'attention des principales activités de l'entreprise et, ce faisant, donner lieu à des honoraires de consultation plus élevés et des frais connexes, nuire à notre capacité de mener à bien des transactions et des plans stratégiques, influencer sur notre capacité d'attirer et de maintenir en poste du personnel, créer une fluctuation importante du cours de nos actions et susciter un sentiment d'incertitude quant à l'orientation future de nos activités.

Les fonctions de recherche sur Internet utilisent de plus en plus l'IA pour résumer les résultats de recherche, en puisant souvent de l'information dans des sites contenant des renseignements erronés ou inexacts. Les investisseurs et les autres parties prenantes qui cherchent à obtenir des renseignements sur Cenovus peuvent être orientés vers des renseignements erronés ou incomplets sur la société, ce qui pourrait avoir une incidence sur les perceptions et les décisions concernant notre entreprise ou nos activités, et mobiliser le temps du personnel pour atténuer les répercussions.

Autres risques

Effet de dilution

Nous sommes autorisés à émettre, entre autres catégories d'actions, un nombre illimité d'actions ordinaires pour une contrepartie et selon les modalités établies par notre conseil sans l'approbation de nos actionnaires dans certains cas. Toute émission future d'actions ordinaires de Cenovus ou d'autres titres pouvant être exercés ou convertis en actions ordinaires de Cenovus ou échangeables contre celles-ci peut entraîner une dilution pour les actionnaires actuels et éventuels de Cenovus. L'émission de nouvelles actions ordinaires de Cenovus à l'exercice, de temps à autre, de titres pouvant être convertis en actions ordinaires de Cenovus, y compris les actions attribuées à nos administrateurs et dirigeants, aura un effet dilutif supplémentaire sur les participations des actionnaires de Cenovus. Un tel effet de dilution sur le résultat par action de Cenovus pourrait avoir une incidence négative sur le cours de nos actions ordinaires ainsi que la valeur des participations de ses actionnaires.

Risques liés aux acquisitions et sorties d'actifs

Nous avons réalisé, et nous pourrions réaliser à l'avenir, des acquisitions et des sorties d'actifs pour diverses raisons stratégiques. Il se peut que nous ne soyons pas en mesure de conclure ces transactions à des conditions favorables, en temps opportun ou du tout. L'intégration des activités et des actifs acquis peut entraîner des perturbations et peut détourner l'attention et les ressources de la direction d'autres occasions stratégiques et questions d'exploitation au cours du processus, ce qui pourrait faire augmenter les coûts et nuire à notre capacité de réaliser les avantages prévus de telles opérations ainsi que d'autres occasions stratégiques ou activités opérationnelles. L'acquisition d'actifs exige l'évaluation de leurs caractéristiques qui sont inexactes et intrinsèquement incertaines et, par conséquent, les biens acquis pourraient ne pas atteindre les attentes de production ou d'exploitation, ne pas produire les avantages ou les synergies escomptés et être assujettis à des coûts et des responsabilités accrus. De plus, il se peut que nous ne soyons pas en mesure d'obtenir ou de réaliser des indemnités contractuelles d'un vendeur pour les responsabilités créées avant une acquisition.

Divers facteurs pourraient avoir une incidence importante sur notre capacité de céder des actifs à l'avenir et pourraient réduire la valeur ou le produit réalisé de ces sorties d'actifs. Nous pouvons également conserver certaines responsabilités ou accepter des obligations d'indemnisation dans le cadre d'une transaction de vente, dont l'ampleur pourrait être difficile à quantifier au moment de la transaction et pourrait être importante.

Si l'un des risques associés aux acquisitions ou sorties d'actifs devait se matérialiser, il pourrait avoir un effet défavorable sur nos activités, notre situation financière ou notre réputation.

Risques liés aux actionnaires importants de Cenovus

La vente sur le marché des actions ordinaires de Cenovus détenues par les actionnaires importants de Cenovus, Hutchison Whampoa Europe Investments S.à.r.l. (« Hutchison ») et L.F. Investments S.à.r.l. (« L.F. Investments », collectivement avec Hutchison, les « actionnaires importants »), ou la perception par le marché de toute intention des actionnaires importants de vendre des actions ordinaires de Cenovus pourrait avoir une incidence sur le cours des actions ordinaires de Cenovus. De plus, les actionnaires importants peuvent avoir une incidence sur des questions qui requièrent l'approbation des actionnaires de Cenovus. Bien que les actionnaires importants aient été assujettis à certaines restrictions de vote et de vente en vertu des conventions de maintien de l'arrangement que chaque actionnaire a conclues avec Cenovus, ces conventions ont expiré le 1^{er} janvier 2026.

Lois fiscales et lois sur l'impôt foncier

Nos activités sont assujetties à des lois et à des règlements fiscaux complexes et en constante évolution dans de nombreux territoires. L'évolution de la jurisprudence et les changements apportés aux lois, aux règlements ou aux politiques gouvernementales pourraient nuire à nos résultats financiers et à notre capacité d'atteindre nos objectifs stratégiques. Les autorités fiscales pourraient contester nos déclarations, et les vérifications ou les litiges pourraient entraîner des passifs supplémentaires.

Risque lié à la pandémie

Les pandémies, les épidémies ou les éclosions constituent des risques continus pour la société, leurs répercussions ultimes demeurant incertaines et sujettes à changement. De tels événements, ainsi que toute mesure mise en œuvre par Cenovus ou les autorités gouvernementales pour protéger la santé et la sécurité du personnel et assurer la continuité des activités, peuvent donner lieu à des litiges et à une diminution de la demande et des prix des marchandises de base et pourraient nuire à la performance commerciale, à la situation financière et à la réputation de la société.

Loi sur la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants dans les chaînes d'approvisionnement

La Loi sur la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants dans les chaînes d'approvisionnement exige que Cenovus publie un rapport annuel détaillant les mesures prises pour évaluer et atténuer le risque de recours au travail forcé ou au travail des enfants dans ses activités ou ses chaînes d'approvisionnement. La réglementation douanière canadienne interdit également l'importation de marchandises produites avec du travail forcé, des enfants et des prisonniers, ainsi que la possession, l'achat, la vente, l'échange, l'acquisition ou la cession de ces marchandises après leur importation. L'examen réglementaire accru et l'évolution de la législation, ainsi que notre réaction à ces changements, peuvent perturber nos chaînes d'approvisionnement et avoir une incidence sur la disponibilité ou le coût des biens et des matériaux, les processus d'approvisionnement, la productivité, les charges d'exploitation et la situation financière. Il existe un risque que notre chaîne d'approvisionnement utilise ou soit présumée avoir utilisé le travail forcé ou le travail des enfants, et il pourrait être difficile de recueillir suffisamment de renseignements auprès des fournisseurs pour évaluer et atténuer un tel risque. Nos activités de diligence raisonnable et d'atténuation pourraient ne pas permettre de cerner ou d'atténuer tous les risques, ce qui pourrait nuire à la réputation de Cenovus. Le gouvernement du Canada pourrait augmenter ces exigences, mais le moment et l'incidence de telles mesures demeurent incertains.

Il est possible de consulter un exposé des risques supplémentaires, s'ils devaient se présenter après la date du présent rapport de gestion, qui sont susceptibles d'avoir une incidence sur nos activités, nos perspectives, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie et, dans certains cas, notre réputation, dans notre rapport de gestion le plus récent sur SEDAR+ à l'adresse sedarplus.ca, sur EDGAR à l'adresse sec.gov et à l'adresse cenovus.com.

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. De plus amples détails sur le mode de préparation et nos méthodes comptables significatives sont présentés dans les notes annexes aux états financiers consolidés.

Jugements d'importance critique intervenant dans l'application de méthodes comptables

Les jugements d'importance critique sont ceux que la direction doit poser au moment de l'application des méthodes comptables qui ont le plus d'effet sur les montants inscrits par la société dans les états financiers consolidés.

Identification des unités génératrices de trésorerie

Les unités génératrices de trésorerie (les « UGT ») s'entendent du niveau le plus bas d'actifs intégrés générant des entrées de trésorerie séparément identifiables qui sont largement indépendantes des entrées de trésorerie générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs. Le classement des actifs et la répartition des actifs communs entre les UGT font considérablement appel au jugement et à l'interprétation. Les facteurs pris en compte dans le classement sont notamment l'intégration entre les actifs, le partage des infrastructures, l'existence de points de vente communs, la région géographique concernée, la structure géologique des actifs et la façon dont la direction fait le suivi de ses activités et prend des décisions à leur sujet. L'évaluation du caractère récupérable des actifs en amont, des actifs de raffinage, des actifs de transport ferroviaire de pétrole brut, des wagons, des réservoirs de stockage et des actifs communs se fait au niveau des UGT. C'est pourquoi la délimitation des UGT pourrait avoir une incidence importante sur les pertes de valeur et les reprises de pertes de valeur.

Évaluation des indices de dépréciation ou de reprise de perte de valeur

Les immobilisations corporelles, les actifs de prospection et d'évaluation et les actifs au titre de droits d'utilisation sont évalués séparément chaque trimestre, ou lorsque les événements et les circonstances indiquent que leur valeur comptable peut être supérieure à leur valeur recouvrable, en vue de déterminer s'il y a des indices de dépréciation. Les pertes de valeur comptabilisées au cours de périodes antérieures, hormis les pertes de valeur du goodwill, sont évaluées à chaque date de clôture en vue de déterminer si elles existent toujours ou si elles ont diminué. L'identification des indices de dépréciation ou de reprise de perte de valeur fait fortement appel au jugement.

Actifs de prospection et d'évaluation

L'application de la méthode comptable de la société aux dépenses de prospection et d'évaluation exige de poser un jugement pour déterminer si un avantage économique futur est probable lorsque les activités n'ont pas atteint un stade où la faisabilité technique et la viabilité commerciale peuvent être établies de façon raisonnable. Divers facteurs sont pris en compte, tels que les résultats des travaux de forage, les programmes d'investissement à venir, les charges d'exploitation futures ainsi que les réserves et les ressources estimatives. En outre, la direction fait appel au jugement pour déterminer à quel moment les actifs de prospection et d'évaluation doivent être reclassés dans les immobilisations corporelles. Pour déterminer ce moment, divers facteurs sont pris en compte, notamment l'existence de réserves ainsi que le fait de savoir si les approbations appropriées ont été reçues des organismes de réglementation et du mécanisme d'approbation interne de la société.

Partenariats

Le classement de ces partenariats, qui sont détenus dans un véhicule distinct, à titre d'entreprise commune ou de coentreprise exige le recours au jugement.

Le 30 septembre 2025, Cenovus a cédé la totalité de sa participation de 50 % dans WRB, une entité contrôlée conjointement. Le partenariat correspondait à la définition d'une entreprise commune selon IFRS 11 *Partenariats* (« IFRS 11 »); par conséquent, la société a comptabilisé sa quote-part des actifs, des passifs, des produits des activités ordinaires et des charges dans ses résultats consolidés jusqu'à la date de la cession.

Pour déterminer le classement adéquat de son partenariat conformément à IFRS 11, la société a pris en compte les facteurs suivants :

- Le partenariat avait pour objectif initial la mise sur pied d'une coentreprise intégrée d'exploitation du pétrole lourd en Amérique du Nord. Les partenariats sont des entités intermédiaires.
- Les accords exigeaient des partenaires qu'ils fassent des apports si les fonds étaient insuffisants pour que la société et le partenariat s'acquittent de leurs obligations ou règlent leurs passifs. L'expansion passée et future de WRB était tributaire du financement consenti par les partenaires au moyen d'engagements d'apports de capital, d'efforts à payer et de prêts.
- WRB avait contracté des facilités d'emprunt consenties par des tiers afin de satisfaire aux besoins en fonds de roulement à court terme.
- En tant qu'exploitant de WRB, Phillips 66, directement ou par l'intermédiaire de filiales entièrement détenues, assurait la commercialisation, achetait les charges d'alimentation nécessaires et s'occupait du transport et du stockage pour le compte des partenaires, car les accords interdisaient aux partenaires d'effectuer eux-mêmes ces tâches. En outre, le partenariat n'avait pas d'employés et ne pouvait donc pas s'en acquitter.
- Dans le partenariat, la production revenait aux partenaires, ce qui indique que les partenaires avaient des droits sur les avantages économiques découlant des actifs et l'obligation de financer les passifs du partenariat.

Principales sources d'incertitude relative aux estimations

Les estimations comptables d'importance critique sont celles qui font en sorte que la direction doit poser des jugements particulièrement subjectifs ou complexes sur des sujets par nature incertains. Les estimations et les hypothèses qui les sous-tendent sont examinées périodiquement, et toute révision des estimations comptables est comptabilisée dans la période au cours de laquelle la révision est effectuée.

L'évolution de la demande mondiale d'énergie et la progression mondiale des sources d'énergie de remplacement qui ne proviennent pas des combustibles fossiles pourraient entraîner une modification des hypothèses utilisées pour déterminer la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation de la société et avoir une incidence sur la valeur comptable de ces actifs et sur la mise en valeur ou la viabilité de zones de prospection prometteuses, et pourraient nuire aux durées d'utilité estimées des actifs pétroliers et gaziers, ce qui aurait pour effet d'accélérer la dotation aux amortissements, voire les obligations au titre du démantèlement, augmentant la valeur actuelle des provisions connexes. Le moment auquel les marchés mondiaux de l'énergie feront la transition des sources d'énergie à base de carbone aux énergies de remplacement est très incertain. Les estimations tiennent compte des enjeux environnementaux par le recours à des hypothèses clés dans la détermination de la juste valeur, notamment les prix à terme des marchandises, les marges de craquage à terme, la déduction faite des numéros d'identification renouvelables (les « NIR »), et les taux d'actualisation. La transition des sources d'énergie pourrait avoir une incidence sur les prix futurs des marchandises. Les hypothèses relatives à l'établissement des prix utilisées pour déterminer les valeurs recouvrables tiennent compte des attentes du marché et de la demande d'énergie accrue à l'échelle mondiale.

Sont présentées ci-après les estimations, les hypothèses et les jugements clés à la fin de la période de présentation de l'information qui, si elles étaient modifiées, pourraient entraîner un ajustement significatif de la valeur comptable des actifs et des passifs de l'exercice à venir.

Réserves de pétrole brut et de gaz naturel

L'estimation des réserves de pétrole brut et de gaz naturel comporte en soi un certain nombre d'incertitudes. L'estimation des réserves repose sur plusieurs variables, notamment les volumes de production futurs prévus, les coûts de mise en valeur futurs et les charges d'exploitation futures, les prix à terme des marchandises, les versements de redevances estimatifs et les impôts. Toute variation de ces variables pourrait avoir une incidence considérable sur les estimations des réserves, ce qui se répercuterait sur la valeur recouvrable des tests de dépréciation, et la charge d'amortissement et d'épuisement relatifs aux actifs de pétrole brut et de gaz naturel de la société dans les secteurs Sables bitumineux, Hydrocarbures classiques et Production extracôtière. Les réserves de la société sont établies chaque année par des évaluateurs de réserves indépendants agréés qui les transmettent à la société.

Valeur recouvrable

Le calcul de la valeur recouvrable d'une UGT ou d'un actif donné exige l'utilisation d'estimations et d'hypothèses, qui sont susceptibles d'être modifiées lorsque de nouvelles informations sont disponibles. Dans le cas des actifs en amont de la société, ces estimations portent notamment sur le volume des réserves, les volumes de production futurs prévus, les coûts de mise en valeur et les charges d'exploitation futures, les prix à terme des marchandises et les taux d'actualisation. La valeur recouvrable des actifs en aval de la société repose sur des hypothèses à l'égard de la production de produits raffinés, des prix à terme du pétrole brut, des marges de craquage à terme, déduction faite des NIR, des charges d'exploitation futures, des dépenses d'investissement futures et des taux d'actualisation. Toute modification apportée aux hypothèses entrant dans la détermination de la valeur recouvrable pourrait avoir une incidence sur la valeur comptable des actifs visés.

Coûts de démantèlement

Des provisions sont comptabilisées à l'égard des futures activités de démantèlement et de remise en état visant les actifs en amont de la société, ses actifs de raffinage et son terminal de transport ferroviaire de pétrole brut, au terme de leur durée économique. La direction a recours au jugement pour évaluer l'existence de passifs et en estimer la valeur future. Le coût réel de démantèlement et de remise en état des lieux est incertain et les estimations de coûts peuvent changer en fonction de nombreux facteurs, dont les modifications des exigences prévues par la loi, les avancements technologiques, l'inflation et le moment prévu pour le démantèlement et la remise en état des lieux. De plus, la direction établit le taux d'actualisation approprié à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. Ce taux d'actualisation, ajusté en fonction de la qualité de crédit, sert à établir la valeur actuelle des sorties de trésorerie futures estimatives requises pour régler l'obligation et peut changer en fonction de nombreux facteurs du marché.

Juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises

La juste valeur des actifs acquis, des passifs repris et des actifs cédés dans le cadre d'un regroupement d'entreprises, notamment le paiement conditionnel et le goodwill, le cas échéant, est établie selon l'information disponible à la date d'acquisition. Diverses techniques d'évaluation sont appliquées afin d'évaluer la juste valeur, notamment des transactions comparables sur le marché et les flux de trésorerie actualisés. Dans le cas des actifs en amont de la société, les principales hypothèses retenues dans les modèles de flux de trésorerie actualisés pour estimer la juste valeur portent notamment sur les prix à terme des marchandises, les volumes de production futurs prévus, le volume des réserves, les taux d'actualisation ainsi que les coûts de mise en valeur et les charges d'exploitation futures. Les volumes de production et le volume des réserves prévus pour les biens pétroliers et gaziers acquis ont été déterminés par des géologues et des ingénieurs professionnels de la société et des évaluateurs de réserves indépendants agréés indépendants. Toute variation de ces variables pourrait avoir une incidence significative sur la valeur comptable des actifs nets acquis.

Charge d'impôt sur le résultat

Le calcul des passifs d'impôt sur le résultat et des autres passifs fiscaux nécessite l'interprétation de lois et de règlements complexes faisant souvent intervenir plusieurs administrations fiscales. Un certain nombre de questions d'ordre fiscal est généralement à l'étude. L'impôt sur le résultat fait par conséquent l'objet d'une incertitude relative à la mesure.

Des actifs d'impôt différé sont constatés dans la mesure où il est probable que les différences temporelles déductibles seront recouvrées au cours des périodes à venir. L'évaluation de la recouvrabilité se fonde sur de nombreuses estimations, dont une évaluation du moment où les différences temporelles seront renversées, une analyse du montant du bénéfice imposable futur, l'accessibilité à des flux de trésorerie pour compenser les actifs d'impôt lorsque la reprise aura lieu et l'application des législations fiscales. À l'égard de certaines transactions, la détermination de l'impôt définitif est incertaine. La modification des hypothèses utilisées pour évaluer la recouvrabilité pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés dans les périodes à venir.

Adoption à venir de nouvelles normes et interprétations comptables

Instruments financiers

Le 30 mai 2024, l'IASB a publié des modifications d'IFRS 9 *Instruments financiers* et d'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. En outre, elles font état de nouvelles informations à fournir sur les instruments de capitaux propres désignés à leur juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global. Ces modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2026, et devront être appliquées de façon rétrospective. Les modifications d'IFRS 9 et d'IFRS 7 n'auront aucune incidence significative sur les états financiers consolidés.

États financiers : Présentation et informations à fournir

Le 9 avril 2024, l'IASB a publié la norme IFRS 18 *États financiers : Présentation et informations à fournir* (« IFRS 18 »), qui remplacera IFRS 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 continue d'évaluer l'incidence de l'adoption d'IFRS 18 sur ses états financiers consolidés. Cenovus adoptera la norme IFRS 18 à compter du 1^{er} janvier 2027, selon la méthode rétrospective.

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 CIIF et des CPCI au 31 décembre 2025. La direction a utilisé les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013), publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission, pour évaluer la conception et l'efficacité du CIIF. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le CIIF et les CPCI étaient efficaces au 31 décembre 2025.

Le 13 novembre 2025, Cenovus a réalisé l'acquisition de MEG. Dans la mesure permise par le Règlement 52-109 et les directives de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, et conformément à ces derniers, la direction a limité la portée et la conception du CIIF et des CPCI pour exclure les contrôles, politiques et procédures de l'entreprise acquise de MEG. Une telle limitation de la portée s'explique principalement par le temps nécessaire à la direction pour évaluer le CIIF et les CPCI de l'entreprise acquise de MEG d'une manière compatible avec nos autres activités. Une intégration plus poussée aura lieu tout au long du reste de 2026, à mesure que les processus et les systèmes seront harmonisés.

Les actifs attribuables à MEG au 31 décembre 2025 représentaient environ 18 % du total de l'actif de Cenovus et les produits des activités ordinaires attribuables à MEG pour la période du 13 novembre 2025 au 31 décembre 2025 représentaient environ 1 % du total des produits ordinaires de Cenovus pour le trimestre clos le 31 décembre 2025.

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.

Participations dans des coentreprises

Cenovus détient des participations dans un certain nombre de coentreprises, classées comme telles conformément aux normes IFRS de comptabilité, qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence dans ses états financiers consolidés, y compris une participation de 30 % dans Duvernay et une participation de 40 % dans HCML. À moins d'indication contraire, les états financiers consolidés ou le présent rapport de gestion pourraient ne pas rendre compte des événements et des résultats touchant l'exploitation de ces participations y compris, notamment, la production, les réserves, les produits des activités ordinaires, les coûts et les charges. Par conséquent, les informations fournies dans la notice annuelle à l'égard de certains satellites comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence pourraient différer des renseignements correspondants figurant dans le présent rapport de gestion. Les lecteurs sont invités à se reporter à la rubrique intitulée « Données relatives aux réserves et autres données sur le pétrole et le gaz » figurant dans la notice annuelle pour de plus amples renseignements sur les participations de Cenovus dans Duvernay et HCML.

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 « avancer », « viser », « attribuer », « anticiper », « croire », « engager », « continuer », « pouvoir », « livrer », « s'attendre à », « P », « se concentrer », « croire », « maintenir », « maximiser », « atténuer », « en voie de », « objectif », « continu », « possibilités », « optimiser », « plan », « position », « potentiel », « priorité », « progrès », « stratégie », « intendance », « gestion », « souhaiter » et « cible » 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; le rendement de premier ordre sur le plan de la sécurité; les priorités en matière de sécurité; le leadership en matière de durabilité et les progrès des initiatives de développement durable; l'accent mis sur le leadership en matière de coûts et l'équilibre entre les rendements aux actionnaires et le désendettement; notre engagement dans le projet fondamental Alliance nouvelles voies, notamment en faisant le nécessaire pour conclure des ententes avec les gouvernements; la maximisation de la valeur et de la rentabilité; la discipline en matière d'affectation des capitaux; la volatilité et la stabilité des flux de trésorerie et des prix des marchandises; les stratégies d'alignement des prix et de gestion de la volatilité; les dividendes; l'attention portée aux coûts et à l'amélioration de la durabilité; les liquidités; nos prévisions pour 2026; les facteurs influant sur les perspectives en matière de marchandises; les principales priorités de la société pour 2026; l'incidence de la guerre commerciale mondiale; la réalisation de la pleine valeur de notre stratégie intégrée; la possibilité de tirer parti des occasions; les objectifs de dette nette conformément à la structure de rendement aux actionnaires; l'affectation de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles au rendement aux actionnaires; la croissance absolue et par action des fonds provenant de l'exploitation disponibles; la réalisation de projets; l'accroissement de nos avantages concurrentiels dans notre chaîne de valeur du pétrole lourd et de la fiabilité de l'exploitation; la surveillance des fondamentaux du marché et l'optimisation des taux de traitement de nos raffineries; la sécurité et la fiabilité de l'exploitation; le fait d'être un exploitant de premier ordre; le maintien d'un bilan solide; les coûts; les marges; la valeur à long terme de Cenovus; la progression des travaux de raccordement et la mise en service de la plateforme dans le cadre du projet West White Rose; l'avancement des projets de croissance, y compris le projet Amine Claus de Foster Creek, le projet d'agrandissement de Christina Lake North, le projet de croissance de Sunrise ainsi que la mise en valeur de nos actifs de Lloydminster; nos objectifs, nos plans et nos engagements en matière de durabilité; la charge d'impôt exigible; le financement des besoins en trésorerie à court terme; les notations de crédit; le respect des obligations de paiement; les perspectives générales en ce qui a trait aux prix du pétrole brut et des produits raffinés; la volatilité des prix et les risques géopolitiques; l'incidence des accords économiques actuels et futurs entre le Canada et les États-Unis, y compris les tarifs, d'autres mesures et contre-mesures ainsi que les réponses à celles-ci quant à l'accès aux marchés et au transport; l'utilisation d'instruments dérivés, d'instruments financiers et de positions sur ses stocks dans le cadre des actions de gestion des risques financiers; les activités commerciales, y

compris le commerce de produits énergétiques à des fins autres que les opérations de couverture visant le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés; la structure de répartition des capitaux de la société; le ratio dette nette/BAIIA ajusté; la ratio dette nette/capitaux permanents; l'introduction de l'intelligence artificielle en phase pilote; 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 de la société réels pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus. L'élaboration de notre information prospective repose sur un certain nombre d'hypothèses et la prise en compte de certains risques et incertitudes qui, dans certains cas, sont propres à la société et dans d'autres, visent 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 LGN, des condensats et des produits raffinés, et les écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd ainsi que le brut léger et le brut moyen; la capacité de la société de réaliser les avantages prévus associés aux acquisitions; l'exactitude de toute évaluation effectuée relativement aux acquisitions; les prévisions de la production et des volumes de débit de pétrole brut et leur moment; les prévisions de prix et de coûts; 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 peuples autochtones, les revendications de titres ou de droits, les régimes de redevances, les taux d'intérêt, l'inflation, les taux de change, l'activité économique mondiale, les conditions de concurrence, les sanctions commerciales, les mesures ou contre-mesures commerciales restrictives, et l'offre et la demande de bitume, de pétrole brut, de gaz naturel, de LGN, de condensats et de produits raffinés ainsi que 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 catastrophes naturelles, des accidents, des actes de tiers, 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 capacité de la société de recourir à des activités de gestion des risques financiers et à des positions sur ses stocks pour gérer son exposition aux fluctuations des prix des marchandises ainsi que des taux de change et des taux d'intérêt; l'optimisation des coûts d'approvisionnement ou de la vente de notre production; la capacité de la société d'avoir recours à des engagements fermes au niveau des prix visant l'achat ou la vente de marchandises; 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 et des plans de mise en valeur futurs et le versement de dividendes, y compris toute majoration de ceux-ci; 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, dans la mesure où l'offre ne surpasse pas la capacité d'exportation de pétrole brut canadien; 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 et de LGN 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'investissement, des programmes de mise en valeur ou de leurs étapes; la capacité de la société de s'acquitter de ses obligations présentes et futures; les coûts estimatifs d'abandon et de remise en état, notamment les droits et les règlements s'y rapportant; la capacité de la société à attirer et à maintenir en poste du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; la capacité de la société à conclure des acquisitions et des sorties d'actifs 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 objectifs en matière de durabilité et le projet Alliance nouvelles voies, ainsi que la viabilité commerciale et l'évolutivité des technologies et des produits connexes; les avantages escomptés des investissements dans les domaines d'intervention en matière de durabilité; la collaboration avec les gouvernements, l'Alliance nouvelles voies et d'autres organismes du secteur; les conditions commerciales et du marché; l'inflation prévue et d'autres hypothèses inhérentes aux prévisions pour 2026 de la société présentées sur le site Web de Cenovus, à l'adresse cenovus.com, et plus loin dans le présent document; 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 2026, datées du 10 décembre 2025 et pouvant être consultés à l'adresse cenovus.com, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent de 64,00 \$ US le baril; prix du WTI de 60,00 \$ US le baril; prix du WCS de 47,50 \$ US le baril; écart WTI-WCS de 12,50 \$ US le baril; prix du gaz naturel AECO de 2,50 \$ le millier de pieds cubes; marge de craquage 3-2-1 à Chicago de 20,00 \$ US le baril; prix des NIR de 6,00 \$ US par baril; et taux de change de 0,72 \$ 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; la capacité de la société d'intégrer efficacement les entreprises acquises à ses activités en temps voulu et de façon rentable ou son incapacité à les intégrer; les passifs imprévus ou sous-estimés associés aux acquisitions; les risques liés aux acquisitions et aux sorties d'actifs; 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 en ce qui a trait aux objectifs en matière de durabilité et au projet Alliance nouvelles voies et la viabilité et l'évolutivité sur le plan commercial des technologies et des produits connexes; l'incidence des importants nouveaux actionnaires; la volatilité des prix des marchandises et d'autres hypothèses connexes relatives aux prix des marchandises; une période prolongée de repli des marchés et son incidence; la capacité de la société d'intégrer les activités en aval et en amont de manière à atténuer l'incidence de la volatilité des écarts entre les prix du pétrole brut léger et du pétrole brut lourd et à contribuer à son résultat net; le risque de change, notamment en ce qui a trait aux ententes libellées en devises; les liquidités suffisantes de la société pour lui permettre de maintenir ses activités en période prolongée de repli; le fait que l'écart WTI-WCS à Hardisty ne reste pas en grande partie relié aux facteurs de l'offre à l'échelle mondiale et à la capacité de traitement de pétrole 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 perspectives de la société quant aux prix des marchandises et aux cours du change et aux taux d'intérêt; les modifications apportées aux lois ou à l'application des lois existantes, les fluctuations des taux de change, les différends commerciaux, les accords ou les traités commerciaux, les tarifs nouveaux ou majorés, les sanctions économiques ou d'autres mesures ou contre-mesures commerciales restrictives et les réponses à celles-ci; 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 capacité de réaliser et d'optimiser les projets de forage, d'achèvement, de raccordement et d'infrastructures; la capacité de la société de rehausser les activités de ces raffineries dans les délais prévus; 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; les vérifications fiscales et les nouvelles cotisations d'impôt; la précision des estimations des réserves, de la production future et des produits nets futurs de la société; l'exactitude des facteurs influant sur les décisions relatives à la priorité et au calendrier de mise en valeur des réserves; les perturbations et les risques potentiels associés à l'adoption, au développement et à l'intégration de l'IA; 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 gérer et d'exploiter avec succès 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 liés 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 rejets ou les déversements, y compris les déversements d'installations extracôtières et de navires aux terminaux ou aux plateformes centrales, à la suite de fuites de pipelines ou autres, la corrosion, les épidémies ou les pandémies et d'autres catastrophes, notamment les guerres, les conditions météorologiques extrêmes en mer, les conditions atmosphériques extrêmes, les catastrophes naturelles, 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; l'opposition aux projets d'infrastructure associés aux revendications de titres ou d'autres droits ancestraux ou les contestations judiciaires en découlant; les hausses de coûts 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 la capacité de la société à recruter les personnes qui les possèdent et à les maintenir en poste ainsi qu'à intégrer les nouveaux employés à la suite d'acquisitions; l'incapacité éventuelle à attirer et à retenir du personnel de direction et du personnel qualifiés 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 risques liés à la réglementation et à la transition en matière de changements climatiques; l'incapacité à atteindre nos objectifs en matière de durabilité, ou la perception parmi nos principales parties prenantes que nos actions ou nos objectifs soient insuffisants ou inatteignables; 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; les politiques de l'OPEP+; les mesures prises par l'OPEP et les pays hors OPEP, notamment le respect ou le non-respect des quotas convenus et les décisions d'imposer des quotas de production; 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, les guerres 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 atteindre les objectifs pour nos domaines d'intervention en matière de durabilité pourraient avoir une incidence négative sur nos activités, nos plans de croissance et nos résultats d'exploitation et financiers futurs ou les avantages en découlant pourraient être inférieurs aux attentes.

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.ca](https://www.sedarplus.ca) 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/j	millier de barils d'équivalent de pétrole par jour
Mb	millions de barils	Mpi ³ /j	million de pieds cubes par jour	Mbep	million de barils d'équivalent de pétrole
WCS	Western Canadian Select	Gpi ³	milliard de pieds cubes	GES	gaz à effet de serre
WTI	West Texas Intermediate			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

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 IFRS de comptabilité, 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, le total des passifs à long terme, le prix de vente réalisé, les charges d'exploitation unitaires du secteur Hydrocarbures classiques, du secteur Production extracôtière et de la région de l'Asie-Pacifique, les prix nets opérationnels (y compris le total des prix nets opérationnels par bep), la marge brute, la marge brute ajustée, la marge de raffinage ajustée et la capture du marché ajustée.

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 IFRS de comptabilité. 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 la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » 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 disponibles et de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles des périodes antérieures des exercices 2025, 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 sous-jacente 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. Les tableaux ci-après présentent un rapprochement avec nos états financiers consolidés.

Marge d'exploitation

	Trimestres clos les 31 décembre					
	2025	2024	2025	2024	2025	2024
(en millions de dollars)	Secteurs en amont ¹⁾		Secteurs en aval ¹⁾		Total	
Chiffre d'affaires brut						
Ventes externes	6 373	6 050	5 180	7 677	11 553	13 727
Ventes intersectorielles	1 914	2 190	134	160	2 048	2 350
	8 287	8 240	5 314	7 837	13 601	16 077
Redevances	(670)	(914)	—	—	(670)	(914)
Produits des activités ordinaires	7 617	7 326	5 314	7 837	12 931	15 163
Charges						
Marchandises achetées	1 271	1 000	4 574	7 364	5 845	8 364
Frais de transport et de fluidification	2 832	2 816	—	—	2 832	2 816
Charges d'exploitation	893	842	591	866	1 484	1 708
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(7)	(2)	—	3	(7)	1
Marge d'exploitation	2 628	2 670	149	(396)	2 777	2 274

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

(en millions de dollars)	Exercices clos les 31 décembre					
	2025	2024	2025	2024	2025	2024
	Secteurs en amont ¹⁾		Secteurs en aval ¹⁾		Total	
Chiffre d'affaires brut						
Ventes externes	24 354	24 640	28 397	33 086	52 751	57 726
Ventes intersectorielles	8 141	8 438	800	532	8 941	8 970
	32 495	33 078	29 197	33 618	61 692	66 696
Redevances	(3 055)	(3 449)	—	—	(3 055)	(3 449)
Produits des activités ordinaires	29 440	29 629	29 197	33 618	58 637	63 247
Charges						
Marchandises achetées	4 223	3 674	25 855	30 252	30 078	33 926
Frais de transport et de fluidification	11 243	11 331	—	—	11 243	11 331
Charges d'exploitation	3 567	3 489	3 143	3 670	6 710	7 159
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	4	14	(6)	8	(2)	22
Marge d'exploitation	10 403	11 121	205	(312)	10 608	10 809

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

Marge d'exploitation par actif

(en millions de dollars)	Exercice clos le 31 décembre 2025		
	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	420	1 088	1 508
Redevances	(4)	(76)	(80)
Produits des activités ordinaires	416	1 012	1 428
Charges			
Marchandises achetées	—	—	—
Frais de transport et de fluidification	17	—	17
Charges d'exploitation	226	123	349
Marge d'exploitation	173	889	1 062

(en millions de dollars)	Exercice clos le 31 décembre 2024		
	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	322	1 250	1 572
Redevances	(2)	(97)	(99)
Produits des activités ordinaires	320	1 153	1 473
Charges			
Marchandises achetées	—	—	—
Frais de transport et de fluidification	11	—	11
Charges d'exploitation	290	133	423
Marge d'exploitation	19	1 020	1 039

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

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, des produits à recevoir, de l'impôt sur le résultat à recouvrer, des stocks (exclusion faite des réductions de valeur hors trésorerie des stocks et de leur reprise), des comptes créditeurs, des charges à payer et du passif d'impôt. Les fonds provenant de l'exploitation de base ajustés par action correspondent aux fonds provenant de l'exploitation ajustés divisés par le nombre moyen pondéré d'actions de base. 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.

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, du montant net des rachats d'actions ordinaires aux termes du régime d'avantages du personnel, 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 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 408	2 029	8 228	9 235
(Ajouter) déduire :				
Règlement de passifs relatifs au démantèlement	(82)	(64)	(280)	(234)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(184)	492	(363)	1 305
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	2 674	1 601	8 871	8 164
Dépenses d'investissement	1 360	1 478	4 907	5 015
Fonds provenant de l'exploitation disponibles	1 314	123	3 964	3 149
Ajouter (déduire) :				
Dividendes de base versés sur les actions ordinaires	(376)	(330)	(1 423)	(1 255)
Dividendes versés sur les actions privilégiées	(4)	(18)	(14)	(45)
Rachats d'actions ordinaires aux termes du régime d'avantages du personnel	(61)	(43)	(155)	(43)
Règlement de passifs relatifs au démantèlement	(82)	(64)	(280)	(234)
Remboursement du capital des contrats de location	(84)	(80)	(350)	(299)
Acquisitions, moins la trésorerie acquise	(3 430)	(3)	(3 666)	(22)
Acquisition d'une participation dans MEG Energy Corp. ¹⁾	(752)	—	(752)	—
Produit de la sortie d'actifs	1 878	(1)	1 891	46
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles	(1 597)	(416)	(785)	1 297

1) Représente les actions ordinaires de MEG acquises avant la clôture de l'acquisition de MEG. Pour un complément d'information, se reporter à la note 3 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

Total des passifs à long terme

Le total des passifs à long terme constitue une mesure hors PCGR. Cette mesure est présentée conformément aux exigences du Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue (le « Règlement 51-102 ») et elle s'entend du total des passifs moins le total du passif courant.

(en millions de dollars)	Au 31 décembre		
	2025	2024	2023
Total du passif	31 786	26 770	25 203
Déduire : Total du passif courant	6 314	7 362	6 210
Total des passifs à long terme	25 472	19 408	18 993

Marge brute, marge brute ajustée, marge de raffinage ajustée et capture du marché ajustée

La marge brute et la marge brute ajustée sont des mesures financières hors PCGR utilisées pour évaluer la performance de nos activités en aval. La marge brute correspond aux produits des activités ordinaires, déduction faite des marchandises achetées, tandis que la marge brute ajustée correspond aux produits des activités ordinaires, déduction faite des marchandises achetées, compte non tenu de l'incidence des profits ou pertes liés à la détention de stocks.

Les profits ou pertes liés à la détention de stocks rendent compte de l'écart entre le coût des volumes produits au coût en vigueur durant la période, qui reflète les conditions du marché actuelles, et le coût des volumes produits évalué selon la méthode du premier entré, premier sorti ou au coût moyen pondéré (comme l'exigent les normes IFRS de comptabilité), qui reflète généralement les conditions du marché au moment de l'achat de la charge d'alimentation. L'achat et la vente de stocks occasionnent des délais pouvant aller de quelques semaines à quelques mois. Cette mesure est une estimation de l'incidence des coûts engagés au cours de la période par rapport au coût selon la méthode du premier entré, premier sorti ou au coût moyen pondéré, en présumant que tous les volumes à l'ouverture de la période seront vendus au cours de cette période. Cenovus utilise les profits ou pertes liés à la détention de stocks pour analyser la performance de ses actifs et pour améliorer la comparabilité

avec ses pairs du secteur du raffinage.

La marge de raffinage ajustée et la capture du marché ajustée renferment des mesures financières hors PCGR. La marge de raffinage ajustée permet d'évaluer nos activités en aval après ajustement pour tenir compte des profits ou pertes liés à la détention de stocks. La capture du marché ajustée est utilisée pour notre secteur Raffinage aux États-Unis afin de connaître la part du marché capturée par rapport à ce qui était disponible sur le marché, selon des références utilisées couramment. Ces mesures sont utiles pour évaluer avec constance le rendement de nos activités en aval.

La marge de raffinage ajustée correspond à la marge brute ajustée divisée par le total des intrants traités, tandis que la capture du marché ajustée correspond à la marge de raffinage ajustée divisée par la marge de craquage moyenne pondérée 3-2-1 de référence sur le marché, 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.

Auparavant, nous présentions la marge de raffinage et la capture du marché, qui n'excluaient pas l'incidence des profits et pertes liés à la détention de stocks. En date du 31 mars 2025, nous avons ajouté la marge brute ajustée et remplacé nos définitions de la marge de raffinage et de la capture du marché de manière à exclure l'incidence des profits et pertes liés à la détention de stocks. Nous sommes d'avis que ces modifications favorisent une meilleure comparabilité et une plus grande exactitude de l'évaluation du rendement de nos activités en aval.

L'information des périodes comparatives est présentée ci-dessous pour ces nouvelles mesures.

Raffinage au Canada

Trimestre clos le 31 décembre 2025			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ¹⁾	Total – Raffinage au Canada ²⁾
Produits des activités ordinaires	1 078	78	1 156
Marchandises achetées	862	48	910
Marge brute	216	30	246
Ajouter (déduire) :			
(Profit) perte lié à la détention de stocks	4	—	4
Marge brute ajustée	220	30	250
Total des intrants traités (kb/j)	122,6		
Marge de raffinage ajustée (\$/b)	19,57		

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

2) Les produits des activités ordinaires et les marchandises achetées sont présentés à la note 1 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

Trimestre clos le 31 décembre 2024			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ¹⁾	Total – Raffinage au Canada ²⁾
Produits des activités ordinaires	1 207	56	1 263
Marchandises achetées	1 032	36	1 068
Marge brute	175	20	195
Ajouter (déduire) :			
(Profit) perte lié à la détention de stocks	—	—	—
Marge brute ajustée	175	20	195
Total des intrants traités (kb/j)	112,1		
Marge de raffinage ajustée (\$/b)	16,96		

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

2) Les produits des activités ordinaires et les marchandises achetées sont présentés à la note 1 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

Exercice clos le 31 décembre 2025			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ¹⁾	Total – Raffinage au Canada ²⁾
Produits des activités ordinaires	4 781	298	5 079
Marchandises achetées	3 932	196	4 128
Marge brute	849	102	951
Ajouter (déduire) :			
(Profit) perte lié à la détention de stocks	3	—	3
Marge brute ajustée	852	102	954
Total des intrants traités (kb/j)	119,4		
Marge de raffinage ajustée (\$/b)	19,57		

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

2) Les produits des activités ordinaires et les marchandises achetées sont présentés à la note 1 annexe aux états financiers consolidés.

Exercice clos le 31 décembre 2024			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres ¹⁾	Total – Raffinage au Canada ²⁾
Produits des activités ordinaires	5 014	296	5 310
Marchandises achetées	4 278	205	4 483
Marge brute	736	91	827
Ajouter (déduire) :			
(Profit) perte lié à la détention de stocks	(4)	2	(2)
Marge brute ajustée	732	93	825
Total des intrants traités (kb/j)	96,6		
Marge de raffinage ajustée (\$/b)	20,72		

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

2) Les produits des activités ordinaires et les marchandises achetées sont présentés à la note 1 annexe aux états financiers consolidés.

Raffinage aux États-Unis

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Produits des activités ordinaires ¹⁾	4 158	6 574	24 118	28 308
Marchandises achetées ¹⁾	3 664	6 296	21 727	25 769
Marge brute	494	278	2 391	2 539
Ajouter (déduire) :				
(Profit) perte lié à la détention de stocks	134	45	298	(23)
Marge brute ajustée	628	323	2 689	2 516
Total des intrants traités (kb/j)	375,8	588,4	548,1	581,4
Marge de raffinage ajustée (\$/b)	18,17	5,98	13,44	11,83
Capacité opérationnelle²⁾ (kb/j)	364,8	612,3	549,9	612,3
Capacité opérationnelle par référence régionale (%)				
Pondération des marges de craquage 3-2-1 à Chicago	88	81	82	81
Pondération des marges de craquage 3-2-1 du groupe 3	12	19	18	19
Prix de référence et taux de change				
Marges de craquage 3-2-1 à Chicago (\$ US/b)	18,20	12,12	19,44	16,74
Marges de craquage 3-2-1 du groupe 3 (\$ US/b)	19,25	12,66	20,63	16,81
NIR (\$ US/b)	6,04	4,02	5,81	3,74
Taux moyen \$ US/\$ CA	0,717	0,715	0,716	0,730
Marge de craquage moyenne pondérée, déduction faite des NIR (\$/b)	17,14	11,47	19,34	17,82
Capture du marché ajustée (%)	106	52	69	67

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

2) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, la capacité opérationnelle présentée tient compte de la moyenne pondérée de l'incidence de la cession de notre participation dans WRB, réalisée le 30 septembre 2025.

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 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 leurs reprises, 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. Le prix net opérationnel par baril d'équivalent de pétrole renferme une mesure hors PCGR. Le prix net opérationnel par baril d'équivalent de pétrole correspond à la marge par baril d'équivalent de pétrole. Les mesures unitaires sont divisées par les volumes de vente.

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 Hydrocarbures classiques, du secteur Production extracôtère et de la région de l'Asie-Pacifique renferment des mesures financières hors PCGR. Au 31 mars 2025, des modifications ont été apportées au prix net opérationnel du secteur Hydrocarbures classiques afin de tenir compte de notre participation de 30 % dans la coentreprise Duvernay. Ces modifications ont donné lieu à des ajustements mineurs inclus dans le calcul du prix net opérationnel sur une base prospective. Les charges d'exploitation du secteur Production extracôtère et de la région de l'Asie-Pacifique, telles qu'elles sont utilisées pour le calcul du prix net opérationnel, tiennent compte de notre participation de 40 % dans la coentreprise HCML. Les coentreprises Duvernay et HCML sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence dans les états financiers consolidés intermédiaires.

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

Sables bitumineux

Trimestre clos le 31 décembre 2025 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Total – Sables bitumineux ²⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Lloydminster ¹⁾	
Chiffre d'affaires brut	1 439	1 752	377	762	4 330
Redevances	(231)	(337)	(20)	(92)	(680)
Produits des activités ordinaires	1 208	1 415	357	670	3 650
Charges					
Marchandises achetées	—	—	—	—	—
Frais de transport et de fluidification	228	224	77	37	566
Charges d'exploitation	183	253	85	224	745
Prix net opérationnel	797	938	195	409	2 339
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques					(2)
Marge d'exploitation					2 341

Trimestre clos le 31 décembre 2025 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements			Total – Sables bitumineux ⁴⁾
	Total – Sables bitumineux ²⁾	Condensats	Tierces sources	Autres ³⁾	
Chiffre d'affaires brut	4 330	2 180	827	(125)	7 212
Redevances	(680)	—	—	41	(639)
Produits des activités ordinaires	3 650	2 180	827	(84)	6 573
Charges					
Marchandises achetées	—	—	827	64	891
Frais de transport et de fluidification	566	2 180	—	(9)	2 737
Charges d'exploitation	745	—	—	(23)	722
Prix net opérationnel	2 339	—	—	(116)	2 223
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(2)	—	—	—	(2)
Marge d'exploitation	2 341	—	—	(116)	2 225

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

2) Comprend le bitume et le pétrole lourd.

3) L'élément Autres comprend les coûts de reclassement liés principalement aux activités de cogénération pour des tiers, de traitement et de transport ainsi que les ajustements pour tenir compte du coût des volumes produits sur les stocks acquis.

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

Trimestre clos le 31 décembre 2024 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Total – Sables bitumineux ²⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Lloydminster ¹⁾	
Chiffre d'affaires brut	1 454	1 646	380	871	4 351
Redevances	(283)	(455)	(19)	(117)	(874)
Produits des activités ordinaires	1 171	1 191	361	754	3 477
Charges					
Marchandises achetées	—	—	—	—	—
Frais de transport et de fluidification	281	137	59	44	521
Charges d'exploitation	163	187	72	200	622
Prix net opérationnel	727	867	230	510	2 334
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques					(3)
Marge d'exploitation					2 337

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

2) Comprend le bitume et le pétrole lourd.

Trimestre clos le 31 décembre 2024 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements			Total – Sables bitumineux ³⁾
	Total – Sables bitumineux ¹⁾	Condensats	Tierces sources	Autres ²⁾	
Chiffre d'affaires brut	4 351	2 181	465	94	7 091
Redevances	(874)	—	—	—	(874)
Produits des activités ordinaires	3 477	2 181	465	94	6 217
Charges					
Marchandises achetées	—	—	465	65	530
Frais de transport et de fluidification	521	2 181	—	33	2 735
Charges d'exploitation	622	—	—	(7)	615
Prix net opérationnel	2 334	—	—	3	2 337
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(3)	—	—	—	(3)
Marge d'exploitation	2 337	—	—	3	2 340

1) Comprend le bitume et le pétrole lourd.

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

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

Exercice clos le 31 décembre 2025 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Total – Sables bitumineux ²⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Lloydminster ¹⁾	
Chiffre d'affaires brut	5 938	6 252	1 479	3 247	16 916
Redevances	(1 093)	(1 414)	(73)	(379)	(2 959)
Produits des activités ordinaires	4 845	4 838	1 406	2 868	13 957
Charges					
Marchandises achetées	—	—	—	—	—
Frais de transport et de fluidification	1 090	638	301	149	2 178
Charges d'exploitation	741	763	342	926	2 772
Prix net opérationnel	3 014	3 437	763	1 793	9 007
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques					8
Marge d'exploitation					8 999

Exercice clos le 31 décembre 2025 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements			Total – Sables bitumineux ⁴⁾
	Total – Sables bitumineux ²⁾	Condensats	Tierces sources	Autres ³⁾	
Chiffre d'affaires brut	16 916	8 636	2 578	197	28 327
Redevances	(2 959)	—	—	39	(2 920)
Produits des activités ordinaires	13 957	8 636	2 578	236	25 407
Charges					
Marchandises achetées	—	—	2 578	308	2 886
Frais de transport et de fluidification	2 178	8 636	—	61	10 875
Charges d'exploitation	2 772	—	—	(18)	2 754
Prix net opérationnel	9 007	—	—	(115)	8 892
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	8	—	—	—	8
Marge d'exploitation	8 999	—	—	(115)	8 884

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

2) Comprend le bitume et le pétrole lourd.

3) L'élément Autres comprend les coûts de reclassement liés principalement aux activités de cogénération pour des tiers, de traitement et de transport ainsi que les ajustements pour tenir compte du coût des volumes produits sur les stocks acquis.

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

Base pour le calcul des prix nets opérationnels					
Exercice clos le 31 décembre 2024 (en millions de dollars)	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Lloydminster ¹⁾	Total – Sables bitumineux ²⁾
Chiffre d'affaires brut	5 837	6 428	1 574	3 724	17 563
Redevances	(1 176)	(1 601)	(78)	(413)	(3 268)
Produits des activités ordinaires	4 661	4 827	1 496	3 311	14 295
Charges					
Marchandises achetées	—	—	—	—	—
Frais de transport et de fluidification	937	554	294	185	1 970
Charges d'exploitation	682	733	263	819	2 497
Prix net opérationnel	3 042	3 540	939	2 307	9 828
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques					20
Marge d'exploitation					9 808

Exercice clos le 31 décembre 2024 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements			Total – Sables bitumineux ⁴⁾
	Total – Sables bitumineux ²⁾	Condensats	Tierces sources	Autres ³⁾	
Chiffre d'affaires brut	17 563	8 913	1 531	440	28 447
Redevances	(3 268)	—	—	(6)	(3 274)
Produits des activités ordinaires	14 295	8 913	1 531	434	25 173
Charges					
Marchandises achetées	—	—	1 531	320	1 851
Frais de transport et de fluidification	1 970	8 913	—	117	11 000
Charges d'exploitation	2 497	—	—	14	2 511
Prix net opérationnel	9 828	—	—	(17)	9 811
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	20	—	—	—	20
Marge d'exploitation	9 808	—	—	(17)	9 791

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

2) Comprend le bitume et le pétrole lourd.

3) L'élément Autres comprend les coûts de reclassement liés principalement aux activités de cogénération pour des tiers, de traitement et de transport ainsi que les ajustements pour tenir compte du coût des volumes produits sur les stocks acquis.

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

Hydrocarbures classiques

Trimestre clos le 31 décembre 2025 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements		Hydrocarbures classiques ³⁾
	Hydrocarbures classiques ¹⁾	Tierces sources	Autres ^{1) 2)}	
Chiffre d'affaires brut	323	386	29	738
Redevances	(13)	—	2	(11)
Produits des activités ordinaires	310	386	31	727
Charges				
Marchandises achetées	—	386	—	386
Frais de transport et de fluidification	61	—	31	92
Charges d'exploitation	90	—	5	95
Prix net opérationnel	159	—	(5)	154
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(5)	—	—	(5)
Marge d'exploitation	164	—	(5)	159

1) Pour le trimestre clos le 31 décembre 2025, le prix net opérationnel comprend les produits et les charges liés à la coentreprise Duvernay.

2) L'élément Autres comprend les coûts de reclassement liés principalement aux activités de cogénération pour des tiers, de traitement ainsi que de transport.

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

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements		Hydrocarbures classiques ²⁾
Trimestre clos le 31 décembre 2024 (en millions de dollars)	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres ¹⁾		
Chiffre d'affaires brut	273	470	33		776
Redevances	(15)	—	—		(15)
Produits des activités ordinaires	258	470	33		761
Charges					
Marchandises achetées	—	470	—		470
Frais de transport et de fluidification	52	—	27		79
Charges d'exploitation	118	—	5		123
Prix net opérationnel	88	—	1		89
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	1	—	—		1
Marge d'exploitation	87	—	1		88

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 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements		Hydrocarbures classiques ³⁾
Exercice clos le 31 décembre 2025 (en millions de dollars)	Hydrocarbures classiques ¹⁾	Tierces sources	Autres ^{1) 2)}		
Chiffre d'affaires brut	1 208	1 337	115		2 660
Redevances	(58)	—	3		(55)
Produits des activités ordinaires	1 150	1 337	118		2 605
Charges					
Marchandises achetées	—	1 337	—		1 337
Frais de transport et de fluidification	244	—	107		351
Charges d'exploitation	441	—	23		464
Prix net opérationnel	465	—	(12)		453
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(4)	—	—		(4)
Marge d'exploitation	469	—	(12)		457

1) Pour le trimestre clos le 31 décembre 2025, le prix net opérationnel comprend les produits et les charges liés à la coentreprise Duvernay.

2) L'élément Autres comprend les coûts de reclassement liés principalement aux activités de cogénération pour des tiers, de traitement ainsi que de transport.

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

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements		Hydrocarbures classiques ²⁾
Exercice clos le 31 décembre 2024 (en millions de dollars)	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres ¹⁾		
Chiffre d'affaires brut	1 105	1 823	131		3 059
Redevances	(76)	—	—		(76)
Produits des activités ordinaires	1 029	1 823	131		2 983
Charges					
Marchandises achetées	—	1 823	—		1 823
Frais de transport et de fluidification	218	—	102		320
Charges d'exploitation	526	—	29		555
Prix net opérationnel	285	—	—		285
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(6)	—	—		(6)
Marge d'exploitation	291	—	—		291

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 annexe aux états financiers consolidés.

Production extracôtière

Trimestre clos le 31 décembre 2025 (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	64	275	83	358	422	(83)	337
Redevances	(1)	(20)	(14)	(34)	(35)	14	(20)
Produits des activités ordinaires	63	255	69	324	387	(69)	317
Charges							
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	(6)	(6)
Frais de transport et de fluidification	3	—	—	—	3	—	3
Charges d'exploitation	39	35	22	57	96	(21)	76
Prix net opérationnel (Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	21	220	47	267	288	(48)	244
Marge d'exploitation					288	(48)	244

Trimestre clos le 31 décembre 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	58	315	110	425	483	(110)	373
Redevances	—	(25)	(27)	(52)	(52)	27	(25)
Produits des activités ordinaires	58	290	83	373	431	(83)	348
Charges							
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Frais de transport et de fluidification	2	—	—	—	2	—	2
Charges d'exploitation	65	35	20	55	120	(19)	104
Prix net opérationnel (Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(9)	255	63	318	309	(64)	242
Marge d'exploitation					309	(64)	242

1) Produits et charges liés à la coentreprise HCML.

2) Comprend les autres activités non liées à la production de pétrole brut ou de gaz naturel.

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

Exercice clos le 31 décembre 2025 (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	401	1 088	343	1 431	1 832	(343)	1 508
Redevances	(4)	(76)	(83)	(159)	(163)	83	(80)
Produits des activités ordinaires	397	1 012	260	1 272	1 669	(260)	1 428
Charges							
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Frais de transport et de fluidification	17	—	—	—	17	—	17
Charges d'exploitation	223	114	66	180	403	(58)	349
Prix net opérationnel (Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	157	898	194	1 092	1 249	(202)	1 062
Marge d'exploitation					1 249	(202)	1 062

1) Produits et charges liés à la coentreprise HCML.

2) Comprend les autres activités non liées à la production de pétrole brut ou de gaz naturel.

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

Exercice clos le 31 décembre 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⁾	Autres ²⁾	Total – production extracôtière ³⁾
Chiffre d'affaires brut	322	1 250	339	1 589	1 911	(339)	—	1 572
Redevances	(2)	(97)	(55)	(152)	(154)	55	—	(99)
Produits des activités ordinaires	320	1 153	284	1 437	1 757	(284)	—	1 473
Charges								
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—	—
Frais de transport et de fluidification	11	—	—	—	11	—	—	11
Charges d'exploitation	287	119	64	183	470	(56)	9	423
Prix net opérationnel (Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	22	1 034	220	1 254	1 276	(228)	(9)	1 039
Marge d'exploitation					1 276	(228)	(9)	1 039

1) Produits et charges liés à la coentreprise HCML.

2) Comprend les autres activités non liées à la production de pétrole brut ou de gaz naturel.

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

Volumes de vente en amont¹⁾

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

(kbep/j)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Sables bitumineux²⁾				
Foster Creek	227,5	184,0	208,0	188,8
Christina Lake	315,3	245,7	254,8	231,9
Sunrise	60,3	52,2	53,5	50,0
Lloydminster	134,4	125,9	126,8	127,7
Total – Sables bitumineux	737,5	607,8	643,1	598,4
Hydrocarbures classiques³⁾	120,4	117,8	122,8	119,9
Production extracôtière				
Région de l'Atlantique	8,0	6,2	11,3	8,0
Région de l'Asie-Pacifique				
Chine	38,4	42,6	38,3	42,6
Indonésie ⁴⁾	15,6	19,6	15,9	16,0
Total – Région de l'Asie-Pacifique	54,0	62,2	54,2	58,6
Total – production extracôtière	62,0	68,4	65,5	66,6

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 lourd.

3) Pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2025, les volumes de vente présentés tiennent compte de la participation de 30 % de Cenovus dans la coentreprise Duvernay.

4) Les volumes de vente tiennent compte de la participation de 40 % de Cenovus dans la coentreprise HCML.

Autres mesures financières déterminées

Charges d'exploitation unitaires

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 en amont correspondent au total des charges d'exploitation divisé par les volumes de vente et font partie du calcul du prix net opérationnel, qui se trouve ci-dessus.

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.

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 frais de transport 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.