Cenovus Energy Inc.

Rapport de gestion (non audité)

Pour les périodes closes le 30 juin 2026

(en dollars canadiens)

RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes closes le 30 juin 2026

TABLE DES MATIÈRES

APERÇU DE CENOVUS 3
APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE 3
RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS 5
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS 10
PERSPECTIVES 13
SECTEURS À PRÉSENTER 15
- SECTEURS EN AMONT 15
  - SABLES BITUMINEUX 15
  - HYDROCARBURES CLASSIQUES 19
  - PRODUCTION EXTRACÔTIÈRE 21
- SECTEURS EN AVAL 24
  - RAFFINAGE AU CANADA 24
  - RAFFINAGE AUX ÉTATS-UNIS 26
- ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS 28

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT 29
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE 33
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE 33
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE 34
MISE EN GARDE 34
- ABRÉVIATIONS ET DÉFINITIONS 38
- MESURES FINANCIÈRES DÉTERMINÉES 39

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« nous », « notre », « nos », la « société » ou « Cenovus », c'est-à-dire Cenovus Energy Inc., ses filiales, les participations qu'elle détient directement ou indirectement ainsi que les partenariats conclus par elle), daté du 28 juillet 2026, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 30 juin 2026 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 ») et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2025 (le « rapport de gestion annuel »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 28 juillet 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 28 juillet 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.

Mode de présentation

Le présent rapport de gestion et les états financiers consolidés intermédiaires sont dressés en dollars canadiens (« dollar » ou « $ »), sauf lorsqu'il est fait mention d'une autre devise. Ils ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB ») (les « normes 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.

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.

APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE

Au deuxième trimestre de 2026, nous avons assuré le déroulement sécuritaire de l'exploitation de toutes nos installations et avons exécuté des activités de révision à nos actifs des secteurs Sables bitumineux et Raffinage au Canada, tout en faisant progresser nos projets de croissance. Nos résultats financiers rendent compte de l'incidence de la volatilité des prix des marchandises tout au long du deuxième trimestre.

- **Engagement continu à l'égard de la sécurité.** Notre priorité demeure le renforcement de notre bilan en matière de sécurité et le maintien de la fiabilité d'exploitation dans l'ensemble de notre portefeuille. Nous avons exécuté des activités de révision en toute sécurité à Foster Creek, à Sunrise et à l'usine de valorisation de Lloydminster (l'« usine de valorisation ») au cours du trimestre. La sécurité demeure notre plus grande valeur.
- **Production stable en amont.** La production totale en amont s'est établie à 970,4 milliers de bep par jour, comparativement à 972,1 milliers de bep par jour au premier trimestre de 2026. Cette production s'appuie sur l'optimisation réussie des puits, sur la solide performance de nos programmes de mise en valeur des actifs du secteur Sables bitumineux et sur la forte augmentation de la production de Narrows Lake. La production en amont a subi l'incidence d'une perturbation non planifiée à Foster Creek à la fin de mai 2026.
- **Avancement de nos projets de croissance dans le secteur Sables bitumineux.** Nous avons achevé le projet amélioré de récupération de soufre Amine Claus à Foster Creek et avons procédé à un démarrage réussi et sécuritaire. Nous continuons de faire progresser le projet d'agrandissement et les activités d'optimisation à l'installation de Christina Lake North. À Sunrise, la première des nouvelles plateformes d'exploitation dans le secteur est de la région de mise en valeur a été mise en service, et la production a commencé. Aux actifs de production par méthode thermique de Lloydminster, les travaux de fabrication et de terrassement ont commencé dans le cadre de notre premier projet commercial de traitement assisté par des solvants.
- **Progression du projet West White Rose.** Nous avons commencé les activités de forage et prévoyons toujours commencer la production vers la fin du troisième trimestre de 2026.
- **Solide rendement des secteurs en aval.** Le débit de pétrole brut moyen (le « débit ») de nos actifs en aval s'est établi à 451,5 milliers de barils par jour, ce qui représente un taux d'utilisation unitaire du pétrole brut de 95 %. Dans notre secteur Raffinage au Canada, nous avons réalisé une activité de révision à l'usine de valorisation, tandis que nos actifs du secteur Raffinage aux États-Unis ont continué de fonctionner de façon fiable.
- **Présentation de solides résultats financiers.** Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont établis à 5,0 G$, en hausse de 3,4 G$ par rapport au premier trimestre de 2026, en raison de la hausse des prix des marchandises et de la solide performance opérationnelle de tous nos actifs. Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 5,6 G$, comparativement à 2,2 G$ au premier trimestre de 2026.
- **Réduction de la dette.** Nous avons remboursé le solde de 2,2 G$ sur notre facilité de crédit à terme, obtenue pour financer partiellement la contrepartie en trésorerie de l'acquisition de MEG Energy Corp. (« MEG ») dans le cadre d'un plan d'arrangement clos le 13 novembre 2025 (l'« acquisition de MEG »). Au 30 juin 2026, notre dette nette s'élevait à 5,4 G$, en baisse de 8,1 G$ depuis le 31 mars 2026, et notre dette à long terme avait diminué pour s'établir à 8,6 G$, par rapport à 10,6 G$.
- **Importants rendements pour nos actionnaires.** Nous avons versé aux porteurs d'actions ordinaires la somme de 1,4 G$ au moyen du rachat de 26,2 millions d'actions ordinaires pour un montant de 1,0 G$ dans le cadre de notre offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique ») et du versement de dividendes sur les actions ordinaires totalisant 411 M$. Le 28 juillet 2026, le conseil d'administration a déclaré un dividende de base pour le troisième trimestre de 0,22 $ par action ordinaire.

Aperçu des résultats trimestriels

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Semestres clos les 30 juin		2026			2025			2024	
	2026	2025	**T2**	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Volumes de production en amont[1), 2)] (kbep/j)	**971,3**	792,2	**970,4**	972,1	917,9	832,9	765,9	818,9	816,0	771,3
Total des intrants traités en aval[3), 4)] (kb/j)	**483,8**	707,7	**483,3**	484,4	498,4	757,6	714,9	700,5	700,5	674,4
Débit unitaire de pétrole brut[3)] (kb/j)	**455,0**	665,7	**451,5**	458,5	465,5	710,7	665,8	665,4	666,7	642,9
Volumes de production en aval[1), 3)] (kb/j)	**503,8**	725,8	**498,3**	509,3	527,5	770,3	729,4	722,4	722,6	685,2
Produits des activités ordinaires[5)]	**29 783**	25 618	**17 427**	12 356	10 883	13 195	12 319	13 299	12 813	13 819
Marge d'exploitation[6)]	**10 310**	4 877	**5 868**	4 442	2 777	2 954	2 066	2 811	2 274	2 408
Marge d'exploitation – secteurs en amont[7)]	**8 623**	5 185	**4 915**	3 708	2 628	2 590	2 137	3 048	2 670	2 731
Marge d'exploitation – secteurs en aval[7)]	**1 687**	(308)	**953**	734	149	364	(71)	(237)	(396)	(323)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**7 817**	3 689	**5 636**	2 181	2 408	2 131	2 374	1 315	2 029	2 474
Fonds provenant de l'exploitation ajustés[6)]	**8 363**	3 731	**4 986**	3 377	2 674	2 466	1 519	2 212	1 601	1 960
Par action – de base[6)] ($)	**4,48**	2,05	**2,68**	1,80	1,47	1,38	0,84	1,21	0,88	1,06
Par action – dilué[6)] ($)	**4,47**	2,04	**2,66**	1,80	1,46	1,38	0,84	1,21	0,87	1,05
Dépenses d'investissement	**2 370**	2 393	**1 200**	1 170	1 360	1 154	1 164	1 229	1 478	1 346
Fonds provenant de l'exploitation disponibles[6)]	**5 993**	1 338	**3 786**	2 207	1 314	1 312	355	983	123	614
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles[6)]	**4 980**	67	**3 257**	1 723	(1 597)	745	(306)	373	(416)	146
Résultat net	**4 440**	1 710	**2 870**	1 570	934	1 286	851	859	146	820
Par action – de base ($)	**2,38**	0,94	**1,54**	0,84	0,51	0,72	0,47	0,47	0,08	0,44
Par action – dilué ($)	**2,37**	0,92	**1,53**	0,83	0,50	0,72	0,45	0,47	0,07	0,42
Total de l'actif	**65 118**	55 820	**65 118**	64 848	63 424	53 573	55 820	56 380	56 539	54 680
Dette à long terme, y compris la partie courante	**8 558**	7 241	**8 558**	10 633	11 032	7 156	7 241	7 524	7 534	7 199
Dette nette	**5 388**	4 934	**5 388**	8 058	8 292	5 255	4 934	5 079	4 614	4 196
Rendement en numéraire pour les porteurs d'actions ordinaires et d'actions privilégiées	**2 465**	1 414	**1 430**	1 035	1 094	1 274	819	595	706	1 070
Actions ordinaires – dividendes de base	**788**	691	**411**	377	376	356	364	327	330	329
Dividendes de base par action ordinaire ($)	**0,42**	0,38	**0,22**	0,20	0,20	0,20	0,20	0,18	0,18	0,18
Rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique	**1 375**	363	**1 019**	356	714	918	301	62	108	732
Dividendes versés sur les actions privilégiées	**2**	10	**—**	2	4	—	4	6	18	9
Rachat d'actions privilégiées	**300**	350	**—**	300	—	—	150	200	250	—

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

2) 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. 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 par l'intermédiaire de WRB Refining LP (« WRB ») (la « cession de WRB »). 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) Les chiffres des périodes comparatives de 2024 tiennent compte de certaines révisions. Pour un complément d'information, se reporter à la rubrique « Modifications apportées aux résultats des périodes comparatives » du rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

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

7) 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 – Secteurs en amont

	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2026	Variation (%)	2025	2026	Variation (%)	2025
Volumes de production par secteur[1)] (kbep/j)						
Sables bitumineux[2)]	**786,4**	**36**	579,8	**780,7**	**29**	602,9
Hydrocarbures classiques[3)]	**118,2**	**(1)**	119,8	**119,9**	**(2)**	121,8
Production extracôtière[3)]	**65,8**	**(1)**	66,3	**70,7**	**5**	67,5
Total – volumes de production	**970,4**	**27**	765,9	**971,3**	**23**	792,2
Volumes de production par produit[1)]						
Bitume (kb/j)	**755,4**	**37**	552,1	**749,5**	**30**	577,1
Pétrole brut lourd (kb/j)	**28,4**	**14**	25,0	**28,7**	**23**	23,4
Pétrole brut léger (kb/j)	**21,3**	**25**	17,0	**22,9**	**36**	16,9
LGN (kb/j)	**30,4**	**2**	29,9	**31,7**	**6**	29,9
Gaz naturel classique (Mpi^3/j)	**809,8**	**(5)**	851,4	**830,8**	**(4)**	869,5
Total – volumes de production (kbep/j)	**970,4**	**27**	765,9	**971,3**	**23**	792,2

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) Les résultats du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2026 tiennent compte de l'acquisition de MEG réalisée le 13 novembre 2025.

3) Les volumes de production des secteurs Hydrocarbures classiques et Production extracôtière comprennent la participation de 30 % de Cenovus dans la coentreprise Duvernay Energy Corporation (« Duvernay ») et la participation de 40 % de Cenovus dans la coentreprise Husky-CNOOC Madura Limited (« HCML »), respectivement. Nos participations dans Duvernay et HCML sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence dans les états financiers consolidés intermédiaires.

La production totale en amont a augmenté au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison principalement des facteurs suivants :

- la production supplémentaire découlant de l'acquisition de MEG ainsi que la bonne performance des programmes de mise en valeur à Christina Lake et des nouvelles plateformes d'exploitation de maintien à la suite du raccordement de Narrows Lake à Christina Lake au troisième trimestre de 2025;
- la production supplémentaire attribuable à l'achèvement du projet d'optimisation de Foster Creek au quatrième trimestre de 2025, à l'accroissement réussi de la performance des nouvelles plateformes d'exploitation et aux activités fructueuses d'optimisation des puits;
- les bons résultats des programmes de mise en valeur et de maintien à Sunrise, notamment la forte production à la suite de l'augmentation de la production de la première plateforme d'exploitation dans le secteur est de la région de mise en valeur.

L'augmentation de la production des installations en amont au premier semestre de 2026 est également attribuable à la forte production dans la région de l'Atlantique à la suite de l'achèvement du projet de prolongement de la durée d'utilité du navire de production, de stockage et de déchargement (« NPSD ») *SeaRose* au premier trimestre de 2025.

Sommaire des résultats d'exploitation – Secteurs en aval

	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2026	**Variation (%)**	2025	**2026**	**Variation (%)**	2025
Débit unitaire de pétrole brut, par secteur (kb/j)						
Raffinage au Canada	**101,7**	**(10)**	112,4	**108,5**	**(3)**	112,2
Raffinage aux États-Unis	**349,8**	**(37)**	553,4	**346,5**	**(37)**	553,5
Débit unitaire de pétrole brut total	**451,5**	**(32)**	665,8	**455,0**	**(32)**	665,7
Volumes de production, par produit[1] (kb/j)						
Essence	**185,5**	**(33)**	277,1	**185,3**	**(34)**	280,9
Distillats[2]	**139,4**	**(37)**	221,9	**138,9**	**(38)**	223,1
Pétrole brut synthétique	**47,3**	**(14)**	55,3	**49,6**	**(8)**	53,8
Asphalte	**29,8**	**(27)**	41,0	**32,2**	**(23)**	41,6
Éthanol	**5,0**	**—**	5,0	**5,3**	**15**	4,6
Autres	**91,3**	**(29)**	129,1	**92,5**	**(24)**	121,8
Total – volumes de production	**498,3**	**(32)**	729,4	**503,8**	**(31)**	725,8

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.

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2026, le débit total en aval et la production totale de produits raffinés ont diminué par rapport aux périodes correspondantes de 2025, essentiellement en raison de la cession de WRB réalisée le 30 septembre 2025 et de l'activité de révision réalisée à l'usine de valorisation au deuxième trimestre de 2026. Cette diminution a été contrebalancée en partie par l'exploitation fiable à nos actifs des secteurs Raffinage au Canada et Raffinage aux États-Unis ainsi que par l'absence d'activité de révision pour notre secteur Raffinage aux États-Unis au cours du premier semestre de 2026.

Sommaire des résultats financiers consolidés

Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires ont augmenté de 41 % pour s'établir à 17,4 G$ et de 16 % pour s'établir à 29,8 G$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025. Cette augmentation s'explique en grande partie par la hausse des prix de référence du pétrole brut et des produits raffinés ainsi que par l'augmentation des volumes de vente du secteur Sables bitumineux, ces facteurs étant annulés en partie par la diminution des volumes de vente de notre secteur Raffinage aux États-Unis.

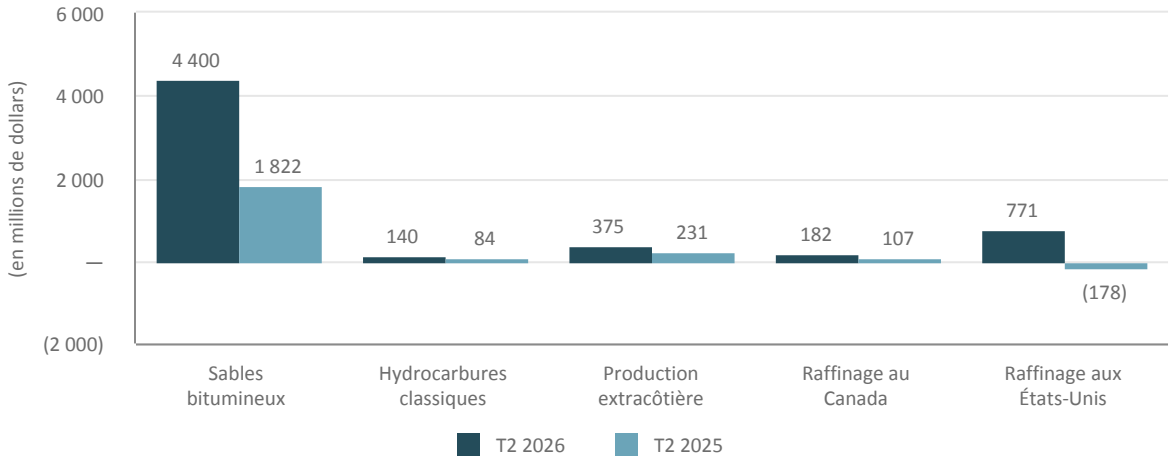
Marge d'exploitation

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.

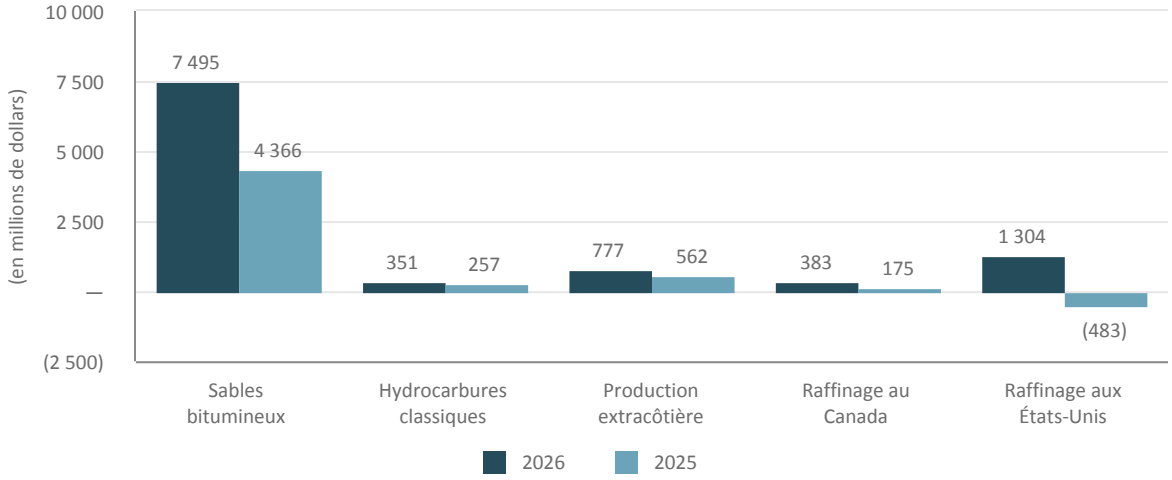
	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	**2026**	2025	**2026**	2025
Chiffre d'affaires brut				
Ventes externes	**19 088**	12 940	**32 427**	27 145
Ventes intersectorielles	**3 300**	2 197	**5 958**	4 949
	22 388	15 137	**38 385**	32 094
Redevances	**(1 661)**	(621)	**(2 644)**	(1 527)
Produits des activités ordinaires	**20 727**	14 516	**35 741**	30 567
Charges				
Marchandises achetées	**8 737**	7 989	**14 359**	16 238
Frais de transport et de fluidification	**4 582**	2 621	**7 957**	5 868
Charges d'exploitation	**1 476**	1 843	**3 049**	3 590
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	**64**	(3)	**66**	(6)
Marge d'exploitation	**5 868**	2 066	**10 310**	4 877

Marge d'exploitation par secteur

Trimestres clos les 30 juin 2026 et 2025



Semestres clos les 30 juin 2026 et 2025



La marge d'exploitation a augmenté pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, principalement en raison des facteurs suivants :

- l'augmentation générale des prix de référence du pétrole brut qui a eu une incidence favorable sur les résultats de nos secteurs en amont;
- l'augmentation des volumes de vente du secteur Sables bitumineux et de nos actifs de la région de l'Atlantique;
- l'augmentation de la marge brute pour nos secteurs en aval attribuable à la hausse des prix des produits raffinés et à l'exploitation fiable de ces actifs.

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.

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	**2026**	2025	**2026**	2025
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**5 636**	2 374	**7 817**	3 689
(Ajouter) déduire :				
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	**(39)**	(68)	**(92)**	(104)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	**689**	923	**(454)**	62
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	**4 986**	1 519	**8 363**	3 731

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés et les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont été plus élevés pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison surtout de l'augmentation de la marge d'exploitation, annulée en partie par la hausse de la charge d'impôt exigible.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2026, les variations du fonds de roulement hors trésorerie se sont traduites par une augmentation de 689 M$ des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation, en comparaison de 923 M$ au deuxième trimestre de 2025. Pour le semestre clos le 30 juin 2026, les variations du fonds de roulement hors trésorerie se sont traduites par une diminution de 454 M$ des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation. Se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion pour un complément d'information.

Résultat net

Le résultat net du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2026 s'est établi à 2,9 G$ et à 4,4 G$, respectivement, comparativement à 851 M$ et à 1,7 G$, respectivement, pour les périodes correspondantes de 2025. La hausse pour ces deux périodes est principalement attribuable à l'augmentation de la marge d'exploitation, annulée en partie par l'augmentation de la charge d'impôt exigible, par l'augmentation de la charge d'épuisement et d'amortissement et par des pertes de change en 2026, comparativement à des profits de change en 2025.

Dette nette

Aux	**30 juin 2026**	31 décembre 2025
Partie courante de la dette à long terme	**—**	—
Partie non courante de la dette à long terme	**8 558**	11 032
Dette totale	**8 558**	11 032
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie	**(3 170)**	(2 740)
Dette nette	**5 388**	8 292

La dette totale a diminué de 2,5 G$ depuis le 31 décembre 2025, principalement en raison du remboursement de 2,7 G$ sur notre facilité d'emprunt à terme au premier semestre de 2026, facteur annulé en partie par les pertes de change latentes sur notre dette à long terme libellée en dollars américains compte tenu de la dépréciation du dollar canadien.

La dette nette a diminué de 2,9 G$ depuis le 31 décembre 2025, en raison des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation de 7,8 G$, annulées en partie par des rendements pour les actionnaires de 2,5 G$ et des dépenses d'investissement de 2,4 G$. Se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion pour un complément d'information.

Dépenses d'investissement[1)]

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	**2026**	2025	**2026**	2025
Secteurs en amont				
Sables bitumineux	**821**	644	**1 672**	1 407
Hydrocarbures classiques	**108**	73	**201**	195
Production extracôtière	**134**	270	**276**	511
Total des secteurs en amont	**1 063**	987	**2 149**	2 113
Secteurs en aval				
Raffinage au Canada	**52**	28	**76**	50
Raffinage aux États-Unis	**82**	146	**140**	223
Total des secteurs en aval	**134**	174	**216**	273
Activités non sectorielles et éliminations	**3**	3	**5**	7
Total des dépenses d'investissement	**1 200**	1 164	**2 370**	2 393

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 au premier semestre de 2026 se rapportent essentiellement à ce qui suit :

- les activités de maintien du secteur Sables bitumineux;
- les activités de maintien des secteurs de raffinage et l'activité de révision à l'usine de valorisation;
- les activités de forage, d'achèvement et de raccordement ainsi que les projets d'infrastructures dans le secteur Hydrocarbures classiques;
- le soutien et l'avancement des projets de croissance.

Jusqu'à la fin du deuxième trimestre de 2026, nous avons fait progresser nos projets de croissance à l'échelle de la société :

- à Christina Lake, nous avons continué de faire progresser le projet d'agrandissement et les activités d'optimisation;
- à Sunrise, la première des nouvelles plateformes d'exploitation dans le secteur est de la région de mise en valeur a été mise en service, et la production a commencé;
- aux actifs de production par méthode thermique de Lloydminster, les travaux de fabrication et de terrassement ont commencé dans le cadre de notre premier projet commercial de traitement assisté par des solvants;
- nous avons achevé le projet amélioré de récupération de soufre Amine Claus à Foster Creek et procédé à un démarrage réussi et sécuritaire.

Au deuxième trimestre de 2026, nous avons démarré les activités de forage au projet West White Rose. La première production de pétrole demeure prévue au troisième trimestre de 2026.

Activités de forage

	Nombre net de puits de sondage stratigraphique et puits d'observation		Nombre net de puits productifs[1)]	
Semestres clos les 30 juin	**2026**	2025	**2026**	2025
Foster Creek	**78**	73	**14**	25
Christina Lake[2)]	**111**	65	**38**	13
Sunrise	**18**	21	**4**	2
Actifs de production par méthode thermique de Lloydminster	**2**	—	**12**	12
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	**—**	—	**7**	15
	209	159	**75**	67

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) Les résultats du semestre clos le 30 juin 2026 tiennent compte de l'acquisition de MEG réalisée le 13 novembre 2025.

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.

	Semestre clos le 30 juin 2026			Semestre clos le 30 juin 2025		
(puits nets)	**Forés**	**Achevés**	**Raccordés**	Forés	Achevés	Raccordés
Hydrocarbures classiques[1)]	**21**	**23**	**23**	18	24	21

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 au premier semestre de 2026 ou 2025.

PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS

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. Pour une analyse détaillée des prix des marchandises et des principaux inducteurs de performance, se reporter à notre rapport de gestion annuel de 2025.

Principaux prix de référence et taux de change[1)]

	Semestres clos les 30 juin					
(prix moyen en $ US/b, sauf indication contraire)	**2026**	**Variation (%)**	2025	**T2 2026**	**T1 2026**	T2 2025
Brent daté	**92,57**	**29**	71,74	**104,52**	80,61	67,82
WTI	**82,36**	**22**	67,58	**92,79**	71,93	63,74
Écart Brent daté-WTI	**10,21**	**145**	4,16	**11,73**	8,68	4,08
WCS à Hardisty	**67,94**	**21**	56,11	**78,12**	57,76	53,47
Écart WTI-WCS à Hardisty	**14,42**	**26**	11,47	**14,67**	14,17	10,27
WCS à Hardisty ($ CA/b)	**93,60**	**18**	79,13	**107,98**	79,21	73,96
WCS à Nederland	**76,29**	**19**	64,37	**87,36**	65,21	61,00
Écart WTI-WCS à Nederland	**6,07**	**89**	3,21	**5,43**	6,72	2,74
Condensats (C5 à Edmonton)	**83,43**	**25**	66,67	**95,47**	71,40	63,46
Écart condensats-WTI positif (négatif)	**1,07**	**(218)**	(0,91)	**2,68**	(0,53)	(0,28)
Écart condensats-WCS positif (négatif) à Hardisty	**15,49**	**47**	10,56	**17,35**	13,64	9,99
Condensats ($ CA/b)	**114,95**	**22**	94,03	**131,99**	97,91	87,77
Pétrole synthétique à Edmonton	**86,33**	**29**	66,89	**101,12**	71,54	64,72
Écart pétrole synthétique-WTI positif (négatif)	**3,97**	**(675)**	(0,69)	**8,33**	(0,39)	0,98
Pétrole synthétique à Edmonton ($ CA/b)	**118,95**	**26**	94,32	**139,80**	98,10	89,52
Prix des produits raffinés						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	**106,42**	**27**	83,85	**131,60**	81,24	84,61
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	**130,36**	**48**	88,01	**154,77**	105,95	86,91
Prix de référence – raffinage						
Chicago – marges de craquage 3-2-1[2)]	**32,04**	**81**	17,66	**46,54**	17,55	21,64
Groupe 3 – marges de craquage 3-2-1[2)]	**29,31**	**48**	19,77	**41,45**	17,16	23,07
Numéros d'identification renouvelables (« NIR »)	**11,25**	**107**	5,44	**13,78**	8,71	6,12
Écart lié à la valorisation[3)] ($ CA/b)	**25,16**	**67**	15,08	**31,76**	18,55	15,46
Prix du gaz naturel						
AECO[4)] ($ CA/kpi³)	**1,82**	**(6)**	1,93	**1,63**	2,01	1,69
NYMEX[5)] ($ US/kpi³)	**3,97**	**12**	3,55	**2,90**	5,04	3,44
Écart entre les prix de l'AECO et du NYMEX ($ US/kpi³)	**(2,65)**	**22**	(2,18)	**(1,72)**	(3,58)	(2,22)
Taux de change						
Taux moyen $ US/$ CA	**0,726**	**2**	0,710	**0,723**	0,729	0,723
Taux de clôture $ US/$ CA	**0,704**	**(4)**	0,733	**0,704**	0,717	0,733
Taux moyen yuan/$ CA	**4,981**	**(3)**	5,148	**4,916**	5,048	5,226

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 ») 5A.

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

Prix de référence du pétrole brut et des condensats

Au cours du semestre clos le 30 juin 2026, les prix de référence mondiaux du pétrole brut, soit le Brent et le WTI, ont augmenté comparativement à ceux de la même période en 2025. Au début de 2026, les prix étaient inférieurs à ceux de l'exercice précédent, alors que l'offre mondiale dépassait la demande, ce qui a entraîné une accumulation continue des stocks à l'échelle mondiale. Cependant, les prix ont monté en flèche après le début du conflit entre les États-Unis et l'Iran, les marchés ayant rapidement intégré un risque plus élevé de perturbation de l'offre. La fermeture effective du détroit d'Ormuz, un goulot d'étranglement maritime crucial pour le commerce mondial d'importants volumes de pétrole brut et de produits raffinés, a

bloqué des cargaisons, entraînant une pénurie à court terme de l'offre mondiale et une hausse prolongée des prix. L'écart entre le Brent daté et le WTI s'est accentué considérablement à la suite du conflit en raison d'une hausse marquée des coûts de transport et de la précipitation des acheteurs internationaux pour se procurer des marchandises physiques. Notre production sur la côte est du Canada ainsi que certains contrats de vente de gaz en Asie-Pacifique sont fondés sur le prix du Brent.

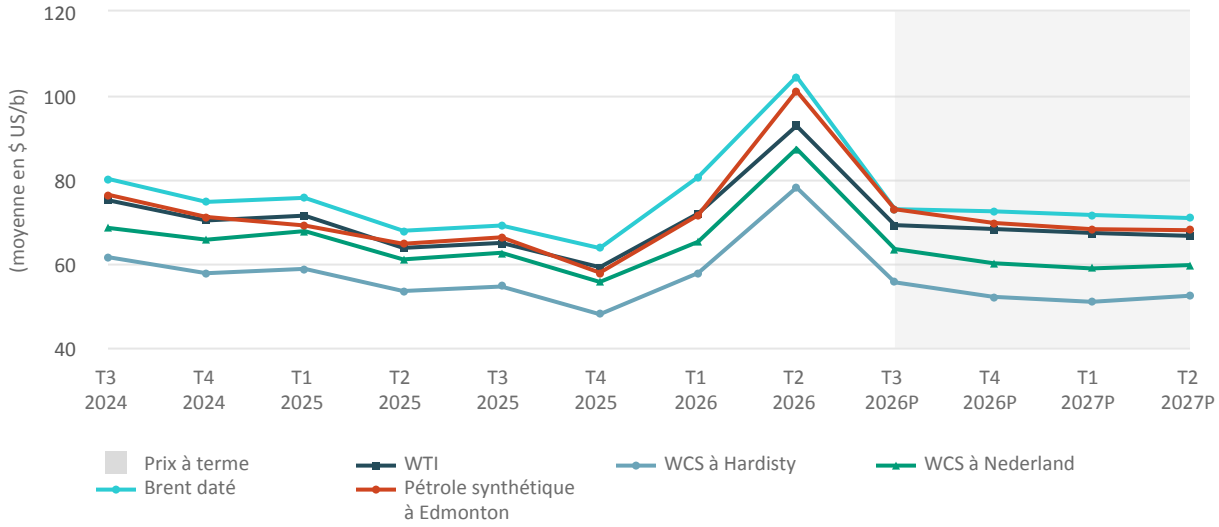
L'écart entre le WTI et le WCS, tant à Hardisty qu'à Nederland, s'est accentué au cours du semestre clos le 30 juin 2026, comparativement à la période correspondante de 2025. Le prix du pétrole brut lourd s'est affaibli par rapport au WTI en raison de l'offre mondiale élevée de pétrole brut lourd, puisque l'OPEP+ a continué de modérer les réductions de production et que cette tendance à la baisse a été accentuée par l'offre plus élevée en provenance du Canada, par le retour progressif sur le marché de l'exportation de barils de brut lourd vénézuélien, et par l'utilisation des réserves stratégiques de pétrole du gouvernement des États-Unis, qui sont constituées essentiellement de pétrole moyen sulfureux.

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 principalement en fonction du prix du WTI ainsi que de l'offre et de la demande de pétrole brut synthétique non corrosif de l'Ouest canadien, qui influe sur l'écart de prix entre le WTI et le pétrole synthétique.

Au semestre clos le 30 juin 2026, le prix du pétrole brut synthétique à Edmonton s'est raffermi par rapport au prix du WTI, comparativement à la période correspondante de 2025. Cette hausse des prix s'explique en partie par le prix élevé du diesel, puisque le brut synthétique permet d'obtenir une proportion de diesel plus élevée que les autres types de pétrole brut. Les activités de révision exécutées à l'usine de valorisation ont également soutenu les prix du pétrole synthétique.

Au cours du semestre clos le 30 juin 2026, le prix de référence moyen des condensats à Edmonton par rapport au WTI correspondait à une prime, comparativement à un escompte à la période correspondante de 2025, en raison de l'offre canadienne restreinte, des prix élevés du pétrole synthétique, de la forte demande de fluidification de pétrole brut lourd et de la pénurie de naphte à l'échelle mondiale.

Prix de référence du pétrole brut[1)]



1) Prix à terme au 30 juin 2026.

Prix de référence – raffinage

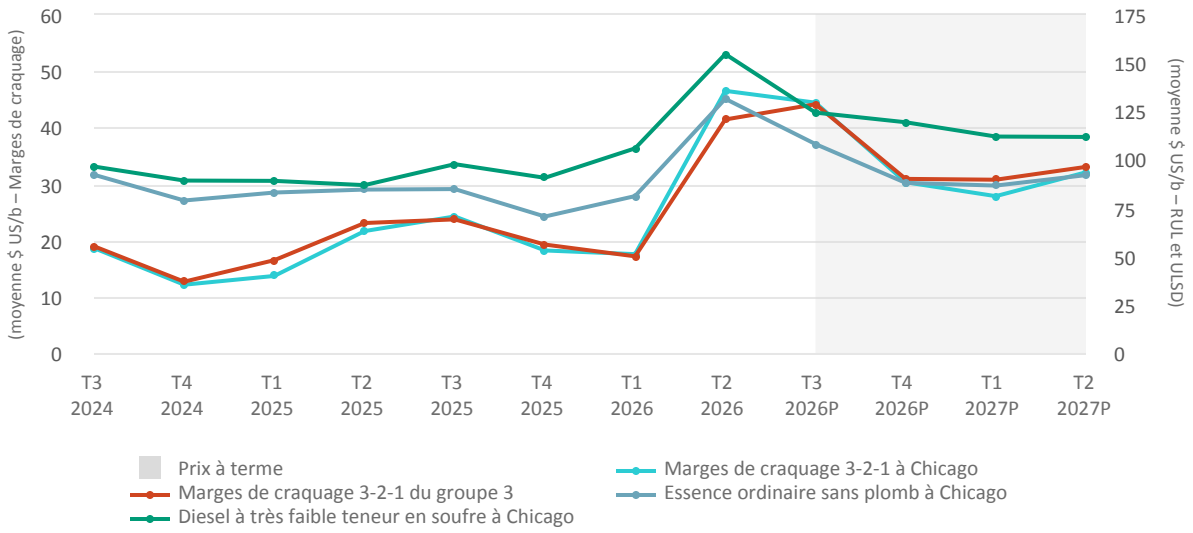
Les prix de référence de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et du diesel à très faible teneur en soufre à Chicago sont représentatifs des prix des produits raffinés sur le marché intérieur et servent à calculer la marge de craquage 3-2-1 sur le marché à Chicago. La marge de craquage 3-2-1 sur le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

Pour le semestre clos le 30 juin 2026, les marges de craquage sur les produits raffinés à Chicago et celles du groupe 3 ont augmenté, comparativement à celles de la période correspondante de 2025, en raison surtout d'une flambée des prix de l'essence et du diesel découlant du conflit entre les États-Unis et l'Iran, ce qui a eu pour effet de restreindre l'offre mondiale de produits raffinés et de pétrole brut. Les prix ont également été soutenus par les faibles stocks de produits raffinés et par des interruptions de service non planifiées dans le Midwest des États-Unis. Le coût moyen des NIR a augmenté au semestre clos le 30 juin 2026, comparativement à celui de la période correspondante de 2025, en raison de la hausse des besoins en volumes et de la faible production aux États-Unis ainsi que 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. Au deuxième trimestre de 2026, le pétrole brut léger obtenu pour les raffineurs aux États-Unis, notamment le pétrole acheminé sur les réseaux Bakken et du milieu du continent, a été négocié à prime élevée par rapport au prix moyen mensuel du WTI en raison de la complexité des négociations découlant du déport dans la structure de la courbe des contrats à terme. Par conséquent, le coût de certaines charges d'alimentation pour les raffineries a eu une incidence négative sur la marge par rapport aux marges de craquage de référence sur le marché.

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. 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. Pour de plus amples renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique « Mise en garde sur les mesures financières déterminées » du présent rapport de gestion.

Prix de référence des produits raffinés[1)]



1) Prix à terme au 30 juin 2026.

Prix de référence – gaz naturel

Au cours du semestre clos le 30 juin 2026, les prix de l'AECO ont diminué, tandis que les prix au NYMEX ont augmenté, comparativement à la période correspondante de 2025. La hausse des prix au NYMEX a été soutenue par une demande élevée de gaz naturel liquéfié (« GNL ») et la demande hivernale de chauffage, tandis que le recul des prix de l'AECO a 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. Au deuxième trimestre de 2026, les prix au NYMEX ont diminué en raison d'une baisse de la demande attribuable aux températures inhabituellement froides tout au long du trimestre. 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 et taux d'intérêt 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. Au semestre clos le 30 juin 2026, le cours moyen du dollar canadien s'est apprécié par rapport à celui du dollar américain, comparativement au premier semestre de 2025, ce qui a eu une incidence défavorable sur nos produits des activités ordinaires présentés et une incidence favorable 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 du semestre clos le 30 juin 2026, le cours moyen du dollar canadien a légèrement diminué par rapport à celui du yuan, comparativement au premier semestre de 2025.

Les fluctuations des taux d'intérêt influent sur nos produits d'intérêts, le coût de nos emprunts 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 influer sur la façon dont certains passifs sont évalués, ce qui pourrait nuire à nos flux de trésorerie et à nos résultats financiers.

Au 30 juin 2026, le taux directeur de la Banque du Canada était de 2,25 %. Le 15 juillet 2026, la Banque du Canada a maintenu le taux directeur à 2,25 %.

PERSPECTIVES

Prévision des prix des marchandises

Au début de 2026, les prix mondiaux du pétrole brut étaient inférieurs à ceux du deuxième trimestre de 2025, la croissance de l'offre ayant dépassé celle de la demande compte tenu de la modération par l'OPEP+ de ses réductions de production volontaires, avec le risque que l'offre excédentaire se poursuive tout au long de 2026 et pèse sur les prix. Le conflit entre les États-Unis et l'Iran a entraîné une flambée immédiate des prix mondiaux en mars 2026 et a modifié les perspectives à court et à moyen terme pour tous les aspects du secteur énergétique. La fermeture effective du détroit d'Ormuz a accru la volatilité des prix du pétrole brut, des produits raffinés et du gaz naturel et a donné lieu à une pénurie à court terme de l'offre mondiale, ce qui s'est traduit par une hausse prolongée des prix par rapport aux niveaux d'avant les hostilités. Le détroit d'Ormuz a rouvert pendant une courte période suivant l'annonce par les États-Unis et l'Iran à la mi-juin de la conclusion d'un protocole d'entente visant la cessation des hostilités et l'établissement d'un cadre de négociation d'une entente à long terme générale. Le 8 juillet 2026, le cessez-le-feu a pris fin, ce qui a eu pour conséquence de rehausser à nouveau les risques de passage dans le détroit d'Ormuz.

À l'échelle mondiale, de nombreux pays ont eu recours à leurs réserves de pétrole stratégiques pour atténuer l'incidence de la fermeture du détroit d'Ormuz, et certains ont rationné l'usage de carburant afin de réduire la demande de produits raffinés dans un contexte de pénurie. L'évolution des prix reste très incertaine et dépend, entre autres variables imprévisibles, d'une éventuelle désescalade ou intensification du conflit, des dommages causés aux infrastructures, des contraintes de stocks, des arrêts de production, de la réduction de la capacité de raffinage au Moyen-Orient et dans d'autres régions dépendantes de l'approvisionnement en provenance de cette région ainsi que des répercussions sur l'économie. 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 dans le cadre du conflit. À long terme, la décision des Émirats arabes unis de quitter l'OPEP pourrait se traduire par une augmentation de l'offre de pétrole brut, mais à court ou moyen terme, l'offre de pétrole brut devrait continuer de subir l'incidence de la situation dans le détroit d'Ormuz et des contraintes physiques avec lesquelles doivent composer les pays du Moyen-Orient qui redémarrent leur production. L'incertitude relative aux politiques et aux sanctions touchant les exportations de pétrole brut du Venezuela continue également d'influer sur l'offre 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, ce qui pourrait avoir des répercussions supplémentaires sur l'économie.

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

- La politique de l'OPEP+ et le rythme auquel les producteurs de pétrole du Moyen-Orient sont en mesure de rétablir l'offre auparavant réduite.
- 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 le 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 des NIR continueront de subir l'incidence des futures décisions politiques, y compris en ce qui a trait à la dérogation pour les petits raffineurs, à la réaffectation des volumes exemptés et aux politiques visant la création de NIR pour les biocarburants importés.
- Les prix du pétrole brut léger obtenu pour les raffineurs aux États-Unis, notamment le pétrole acheminé sur les réseaux Bakken et du milieu du continent, se seront normalisés par rapport au prix moyen mensuel du WTI au début du troisième trimestre de 2026. Ces écarts pourraient continuer de fluctuer en raison de la volatilité de la structure de la courbe des contrats à terme.
- Les prix du condensat fluctueront de façon saisonnière en fonction de la demande de fluidification pour les sables bitumineux, du taux d'utilisation des pipelines d'importation et des facteurs mondiaux liés à l'offre et à la demande.

- Les prix du gaz naturel de l'AECO et au NYMEX devraient demeurer volatils et subir l'incidence de la capacité d'exportation de GNL et de facteurs de demande dictés par les conditions météorologiques.
- 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.

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.

Politiques et changements réglementaires

Au début de juillet 2026, le gouvernement du Canada, le gouvernement de l'Alberta et les sociétés membres de l'Alliance des sables bitumineux ont annoncé la conclusion d'un protocole d'entente trilatéral (le « protocole d'entente ») visant à soutenir l'ambition du Canada de devenir une superpuissance énergétique mondiale.

Le protocole d'entente prévoit une série de réformes réglementaires et de mesures fiscales visant à soutenir la croissance future de la production issue des sables bitumineux et à élargir l'accès aux marchés. Il présente également un cadre politique et fiscal pour faire progresser le projet de captage et de stockage du carbone Alliances nouvelles voies (le « projet Alliances nouvelles voies »). L'avancement du projet de l'Alliance nouvelles voies proposé, tel qu'énoncé dans le protocole d'entente, est assujetti à la conclusion d'ententes définitives et à l'obtention d'approbations réglementaires.

Prévisions pour 2026

Nos prévisions pour 2026, mises à jour le 28 juillet 2026, peuvent être consultées sur notre site Web à l'adresse cenovus.com.

Les modifications apportées à nos prévisions comprennent ce qui suit :

- le rehaussement jusqu'au milieu de la fourchette prévisionnelle de la production totale en amont en raison de la bonne performance du secteur Sables bitumineux et de l'optimisation d'une activité de révision à Foster Creek et à Christina Lake;
- le rehaussement jusqu'au milieu de la fourchette prévisionnelle du débit total en aval en raison de la bonne performance du secteur Raffinage au Canada depuis le début de l'exercice.

Le tableau qui suit est tiré de nos prévisions complètes 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**	**780 - 805**	
Hydrocarbures classiques	**450 - 500**	**120 - 125**	
Production extracôtière	**450 - 500**	**70 - 80**	
Total des secteurs en amont	**4 400 - 4 600**	**970 - 1 010**	
Secteurs en aval			
Raffinage au Canada			**110 - 115**
Raffinage aux États-Unis			**325 - 340**
Total des secteurs en aval	**600 - 700**		**435 - 455**
Activités non sectorielles et éliminations	**Jusqu'à 25**		

Nous poursuivons l'exécution de notre programme d'investissement, et la fourchette prévue pour ce programme pour l'exercice complet est demeurée inchangée, soit entre 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.

SECTEURS À PRÉSENTER

Pour une description de nos secteurs à présenter, se reporter à la note 1 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

SECTEURS EN AMONT

Sables bitumineux

Résultats financiers

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	**2026**	2025	**2026**	2025
Chiffre d'affaires brut				
Ventes externes	**10 417**	4 793	**17 309**	10 697
Ventes intersectorielles	**2 398**	1 717	**4 290**	3 670
	12 815	6 510	**21 599**	14 367
Redevances	**(1 600)**	(589)	**(2 540)**	(1 450)
Produits des activités ordinaires	**11 215**	5 921	**19 059**	12 917
Charges				
Marchandises achetées	**1 530**	856	**2 147**	1 488
Frais de transport et de fluidification	**4 497**	2 535	**7 780**	5 686
Charges d'exploitation	**759**	700	**1 585**	1 377
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	**29**	8	**52**	—
Marge d'exploitation	**4 400**	1 822	**7 495**	4 366
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	**57**	16	**(33)**	9
Amortissement et épuisement	**1 062**	749	**2 089**	1 583
Coûts de prospection	**3**	2	**4**	6
équivalence	**(28)**	(38)	**(28)**	(38)
Résultat sectoriel	**3 306**	1 093	**5 463**	2 806

Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2026	2025	**2026**	2025
Total – volumes de vente[1] (kbep/j)	**784,8**	568,2	**775,7**	602,2
Production de pétrole brut, par actif (kb/j)				
Foster Creek	**214,5**	186,1	**218,7**	194,3
Christina Lake[2]	**372,1**	217,9	**365,5**	227,8
Sunrise	**65,7**	50,3	**62,6**	51,2
Production par méthode thermique à Lloydminster	**103,1**	97,8	**102,7**	103,8
Production de pétrole lourd classique à Lloydminster	**28,4**	25,0	**28,7**	23,4
Total – production de pétrole brut[3] (kb/j)	**783,8**	577,1	**778,2**	600,5
Gaz naturel[1] (Mpi^3/j)	**15,6**	16,5	**15,0**	13,9
Total – production (kbep/j)	**786,4**	579,8	**780,7**	602,9
Taux de redevance réel[4] (%)	**23,6**	18,9	**21,8**	20,2
Prix net opérationnel[5] ($/b)				
Prix de vente réalisé	**103,71**	70,78	**91,97**	76,16
Redevances	**22,44**	11,43	**18,09**	13,33
Frais de transport et de fluidification	**8,48**	10,18	**8,66**	10,01
Charges d'exploitation	**10,80**	13,60	**11,35**	12,64
Prix net opérationnel ($/b)	**61,99**	35,57	**53,87**	40,18

1) Bitume, pétrole brut lourd et gaz naturel. Le gaz naturel est un type de produit qui correspond au gaz naturel classique.
2) Les résultats du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2026 tiennent compte de l'acquisition de MEG réalisée le 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) Le taux de redevance réel correspond 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.
5) 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

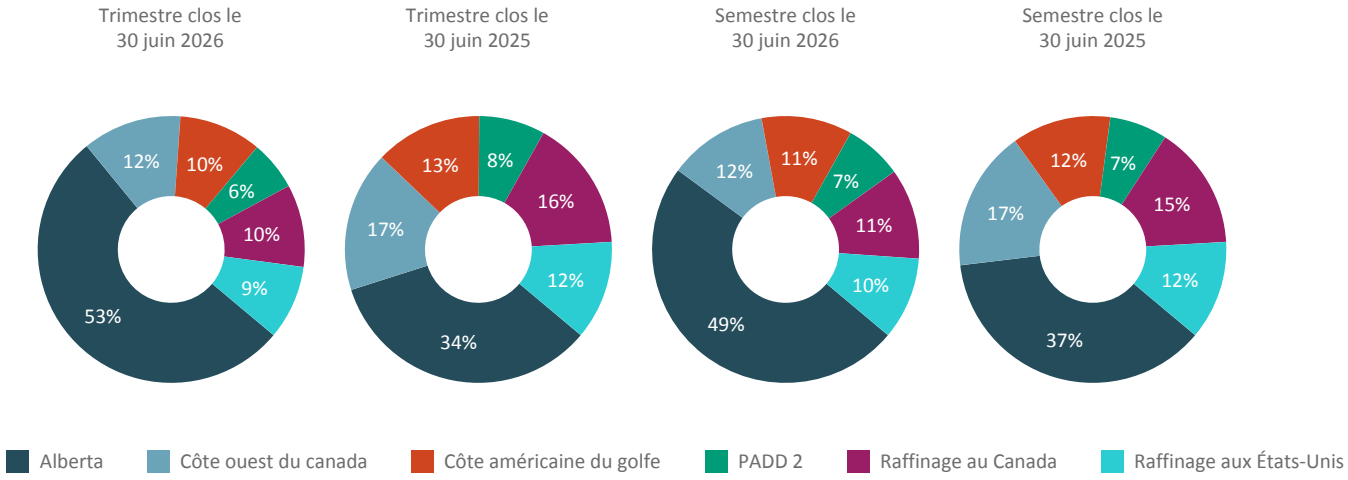
Le chiffre d'affaires brut a augmenté pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison de la hausse du prix de vente réalisé et de l'augmentation des volumes de vente.

Prix

Le pétrole lourd et le bitume produits sont mélangés à des condensats avant leur transport par pipeline en vue de leur commercialisation. Dans notre formule de calcul du prix net opérationnel, le prix de vente ne tient pas compte de l'incidence des achats de condensats, mais ce prix est influencé par le prix des condensats. Lorsque le coût des condensats 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 augmenté de 47 % et de 21 %, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, par rapport aux périodes correspondantes de 2025, en raison surtout de la hausse des prix de référence du WTI, annulée en partie par l'accroissement de l'écart entre le WTI et le WCS.

Ventes par région



Au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2026, environ 28 % et 30 % de nos volumes de vente, respectivement, ont été vendus à des tiers à l'extérieur de l'Alberta, ce qui comprend la côte ouest du Canada, la côte américaine du golfe et le PADD 2. Environ 19 % et 21 % de nos volumes de vente, respectivement, ont été vendus à nos installations en aval au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2026.

Volumes de production

La production de pétrole brut de notre secteur Sables bitumineux a augmenté au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison principalement des facteurs suivants :

- la production supplémentaire découlant de l'acquisition de MEG ainsi que la solide performance des programmes de mise en valeur à Christina Lake et des nouvelles plateformes d'exploitation de maintien à la suite du raccordement de Narrows Lake à Christina Lake au troisième trimestre de 2025;
- la production supplémentaire attribuable à l'achèvement du projet d'optimisation de Foster Creek au quatrième trimestre de 2025, à l'accroissement réussi de la performance des nouvelles plateformes d'exploitation et aux activités fructueuses d'optimisation des puits;
- les bons résultats des programmes de mise en valeur et de maintien à Sunrise, notamment la forte production à la suite de l'augmentation de la production de la première plateforme d'exploitation dans le secteur est de la région de mise en valeur;
- le réaménagement réussi de nos actifs de Lloydminster, qui a permis d'accroître le rendement du réservoir.

La production du secteur Sables bitumineux a subi l'incidence d'une perturbation non planifiée à Foster Creek à la fin de mai 2026 ainsi que des feux de forêt à Christina Lake à la fin de mai 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. Se reporter à notre rapport de gestion annuel de 2025 pour un complément d'information.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, le taux de redevance réel du secteur Sables bitumineux a augmenté, comparativement à celui des périodes correspondantes de 2025, surtout en raison de prix de vente réalisés plus élevés et de l'augmentation des taux de redevance fondés sur une échelle mobile des projets de sables bitumineux de l'Alberta.

Les redevances du secteur Sables bitumineux ont augmenté pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison surtout des facteurs susmentionnés ainsi que de l'augmentation des volumes de vente.

Charges

Frais de transport et de fluidification

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, les frais de fluidification ont augmenté, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, surtout en raison de l'augmentation des volumes de vente et des prix des condensats.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, les frais de transport ont augmenté, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, surtout en raison de l'augmentation des volumes de vente, contrebalancée en partie par la diminution des frais de transport unitaires. La diminution des frais de transport unitaires rend compte de la volatilité des prix à l'échelle mondiale au cours du premier semestre de 2026, comparativement à 2025, ce qui a permis une augmentation du transport de pétrole de tiers sur le nouveau tronçon de l'oléoduc Trans Mountain (« TMX ») afin de rehausser les marges et ainsi de vendre un volume plus élevé de pétrole produit par la société en Alberta.

Frais de transport unitaires[1)]

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
($/b)	**2026**	2025	**2026**	2025
Foster Creek	**12,92**	18,41	**12,59**	17,01
Christina Lake	**7,83**	6,07	**7,95**	6,10
Sunrise	**8,95**	15,28	**11,02**	16,66
Lloydminster[2)]	**2,99**	3,28	**2,93**	3,35
Total – Sables bitumineux	**8,48**	10,18	**8,66**	10,01

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 au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2026 ont diminué comparativement à ceux des périodes correspondantes de 2025, essentiellement pour les raisons suivantes :

- la diminution des volumes de Foster Creek et de Sunrise acheminés sur le TMX, ce qui s'est traduit par une baisse des frais de transport. À Foster Creek, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, les volumes de vente acheminés sur la côte ouest se sont élevés à 24 % (38 % et 35 %, respectivement, en 2025). À Sunrise, les volumes de vente acheminés sur la côte ouest se sont élevés respectivement à 17 % et à 22 % (51 % et 62 %, respectivement, en 2025).
- la diminution des volumes de Foster Creek et de Lloydminster vendus aux États-Unis, ce qui s'est traduit par une baisse des frais de transport. À Foster Creek, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, les volumes de vente acheminés aux États-Unis se sont élevés respectivement à 33 % et à 34 % (47 % et 41 %, respectivement, en 2025). À Lloydminster, 1 % des volumes ont été vendus aux États-Unis au cours du deuxième trimestre de 2026 (2 % en 2025). Les volumes vendus aux États-Unis au cours du premier semestre de 2026 ont été négligeables (2 % en 2025);
- la diminution des volumes de Sunrise vendus aux États-Unis, ce qui s'est traduit par une baisse des frais de transport au deuxième trimestre de 2026. D'un trimestre à l'autre, les volumes vendus aux États-Unis sont passés de 38 % à 29 %. D'un exercice à l'autre, les volumes vendus aux États-Unis sont demeurés stables.

La baisse des frais de transport du secteur Sables bitumineux susmentionnée a été en partie annulée par la hausse des frais de transport de Christina Lake, en raison principalement de la hausse des volumes de vente acheminés sur le TMX à la suite de l'acquisition de MEG. Tant pour le trimestre que pour le semestre clos le 30 juin 2026, 8 % des volumes de vente ont été acheminés sur la côte ouest (néant pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2025). Les volumes de Christina Lake vendus aux États-Unis sont demeurés relativement inchangés d'un trimestre à l'autre et d'un exercice à l'autre, soit respectivement 15 % et 16 % (16 % et 15 %, respectivement, en 2025).

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation au premier semestre de 2026 ont été les coûts de l'énergie, de la main-d'œuvre ainsi que des réparations et de la maintenance. Le total des charges d'exploitation a augmenté au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, principalement en raison de la hausse des frais d'exploitation en général aux actifs de Christina Lake du fait de la production supplémentaire à la suite de l'acquisition de MEG.

Charges d'exploitation unitaires[1)]

	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
($/b)	**2026**	**Variation (%)**	2025	**2026**	**Variation (%)**	2025
Foster Creek						
Carburant	**2,35**	**(19)**	2,90	**2,44**	**(7)**	2,63
Autres coûts	**7,32**	**(22)**	9,44	**7,55**	**(9)**	8,34
Total	**9,67**	**(22)**	12,34	**9,99**	**(9)**	10,97
Christina Lake						
Carburant	**2,32**	**2**	2,28	**2,66**	**11**	2,40
Autres coûts	**5,82**	**(9)**	6,42	**6,00**	**(5)**	6,33
Total	**8,14**	**(6)**	8,70	**8,66**	**(1)**	8,73
Sunrise						
Carburant	**3,28**	**(29)**	4,59	**3,68**	**(18)**	4,47
Autres coûts	**11,30**	**(28)**	15,67	**12,32**	**(15)**	14,45
Total	**14,58**	**(28)**	20,26	**16,00**	**(15)**	18,92
Lloydminster[2)]						
Carburant	**2,95**	**(6)**	3,13	**3,07**	**(10)**	3,41
Autres coûts	**15,18**	**(16)**	17,99	**15,63**	**(5)**	16,37
Total	**18,13**	**(14)**	21,12	**18,70**	**(5)**	19,78
Total – Sables bitumineux						
Carburant	**2,52**	**(12)**	2,87	**2,75**	**(4)**	2,86
Autres coûts	**8,28**	**(23)**	10,73	**8,60**	**(12)**	9,78
Total	**10,80**	**(21)**	13,60	**11,35**	**(10)**	12,64

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.

Le total des coûts unitaires du carburant du secteur Sables Bitumineux a diminué au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison surtout de l'augmentation des volumes de vente et du recul du prix de référence moyen de l'AECO, ces facteurs étant contrebalancés en partie par l'augmentation des volumes de gaz naturel consommés depuis l'acquisition de MEG.

Le total des autres coûts unitaires du secteur Sables Bitumineux a diminué au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison de diminutions aux installations suivantes :

- à Sunrise, en raison surtout de l'augmentation des volumes de vente, de la diminution des coûts liés à la conformité en matière de GES et de la diminution des coûts des réparations et de la maintenance;
- à Foster Creek, en raison surtout de l'augmentation des volumes de vente et de la diminution des coûts des réparations et de la maintenance, ces facteurs étant annulés en partie par l'augmentation des coûts liés à la conformité en matière de GES;
- à Lloydminster, en raison surtout de l'augmentation des volumes de vente, de la diminution des coûts liés au traitement des déchets liquides et au transport par camion et à la diminution des coûts liés à la conformité en matière de GES;
- à Christina Lake, en raison surtout de l'augmentation des volumes de vente et de la diminution des coûts liés à la conformité en matière de GES, ces facteurs étant annulés en partie par l'augmentation des coûts des réparations et de la maintenance ainsi que des coûts de la main-d'œuvre.

Amortissement et épuisement

Au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2026, la charge d'amortissement du secteur Sables bitumineux a augmenté de 313 M$ et de 506 M$, respectivement, par rapport aux périodes correspondantes de 2025, principalement en raison de l'acquisition de MEG.

Hydrocarbures classiques

Résultats financiers

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	**2026**	2025	**2026**	2025
Chiffre d'affaires brut				
Ventes externes	**429**	281	**997**	724
Ventes intersectorielles	**477**	268	**946**	769
	906	549	**1 943**	1 493
Redevances	**(37)**	(12)	**(55)**	(32)
Produits des activités ordinaires	**869**	537	**1 888**	1 461
Charges				
Marchandises achetées	**548**	255	**1 171**	790
Frais de transport et de fluidification	**78**	83	**163**	173
Charges d'exploitation	**104**	115	**214**	242
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	**(1)**	—	**(11)**	(1)
Marge d'exploitation	**140**	84	**351**	257
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	**—**	(1)	**4**	(1)
Amortissement et épuisement	**134**	117	**268**	237
Coûts de prospection	**—**	—	**—**	—
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	**—**	1	**(1)**	1
Résultat sectoriel	**6**	(33)	**80**	20

Résultats d'exploitation[1)]

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2026	2025	**2026**	2025
Total – volumes de vente (kbep/j)	**116,6**	119,8	**118,6**	121,8
Prix de vente réalisé[2)] ($/bep)				
Pétrole brut léger ($/b)	**131,02**	77,83	**112,34**	83,86
LGN ($/b)	**61,49**	47,56	**57,70**	56,22
Gaz naturel classique ($/kpi^3)	**2,59**	2,77	**3,47**	3,45
Production, par produit				
Pétrole brut léger (kb/j)	**6,7**	4,5	**6,4**	4,8
LGN (kb/j)	**22,2**	20,4	**22,5**	20,5
Gaz naturel classique (Mpi^3/j)	**535,9**	569,2	**546,1**	579,2
Total – production (kbep/j)	**118,2**	119,8	**119,9**	121,8
Production de gaz naturel classique (% du total)	**76**	79	**76**	79
Production de pétrole brut et de LGN (% du total)	**24**	21	**24**	21
Taux de redevance réel[3)] (%)	**15,1**	7,4	**12,1**	8,3
Prix net opérationnel[2)] ($/bep)				
Prix de vente réalisé	**30,94**	24,19	**32,73**	29,16
Redevances	**3,55**	1,18	**2,65**	1,51
Frais de transport et de fluidification	**4,23**	5,27	**4,22**	5,38
Charges d'exploitation	**9,13**	9,95	**9,37**	10,44
Total du prix net opérationnel ($/bep)	**14,03**	7,79	**16,49**	11,83

1) Les volumes de production, les volumes de vente et les valeurs unitaires s'y rattachant de même que le taux de redevance réel 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) Le taux de redevance réel correspond 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

Le chiffre d'affaires brut a augmenté pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison de la hausse des prix de vente réalisés et de l'augmentation des volumes de marchandises de tiers, ces facteurs étant annulés en partie par une légère diminution des volumes de vente.

Prix

Le prix de vente réalisé a augmenté d'un trimestre à l'autre en raison principalement de la hausse des prix de référence moyens du pétrole brut ainsi que de l'augmentation des volumes de vente de pétrole et de LGN, ces facteurs étant contrebalancés en partie par la baisse des prix de référence moyens du gaz naturel et par une légère diminution des ventes de gaz naturel aux États-Unis. Au deuxième trimestre de 2026, 31 % des volumes de vente de gaz naturel ont été acheminés aux États-Unis (33 % en 2025).

Le prix de vente réalisé a augmenté d'un exercice à l'autre en raison surtout de la hausse des prix au NYMEX ainsi que d'une légère augmentation des ventes de gaz naturel aux États-Unis, ces facteurs étant annulés en partie par la baisse des prix de l'AECO. Au premier semestre de 2026, 31 % des volumes de vente de gaz naturel ont été acheminés aux États-Unis (30 % en 2025).

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, le prix de référence moyen du gaz naturel au NYMEX s'est établi respectivement à 2,90 $ US par kpi^3 et à 3,97 $ US par kpi^3 (respectivement 3,44 $ US par kpi^3 et 3,55 $ US par kpi^3 en 2025), tandis que le prix moyen de référence du gaz naturel de l'AECO s'est établi respectivement à 1,63 $ par kpi^3 et à 1,82 $ par kpi^3 (respectivement 1,69 $ par kpi^3 et 1,93 $ par kpi^3 en 2025).

Volumes de production

Les volumes de production ont légèrement diminué au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison surtout de la maintenance effectuée par des tiers, ce facteur étant annulé en partie par l'augmentation des volumes de pétrole et de LNG du fait de l'accent mis sur une production de ressources riches en liquides.

Redevances

Les actifs du secteur Hydrocarbures classiques sont assujettis à des régimes de redevances en Alberta et en Colombie-Britannique. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, les redevances et le taux de redevance réel ont augmenté, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison surtout de prix de référence plus élevés ayant servi au calcul des redevances ainsi que d'une déduction moins élevée relative au coût du gaz.

Charges

Frais de transport

Le total des frais de transport et les frais de transport unitaires ont diminué au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison surtout de coûts de livraison des LNG moins élevés, ce facteur étant contré en partie par une hausse des droits imposés sur le gaz naturel.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation au premier semestre de 2026 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 les charges d'exploitation unitaires ont diminué au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2026, par rapport aux périodes correspondantes de 2025, en raison de la baisse des coûts des réparations et de la maintenance de même que des coûts liés à la conformité en matière de GES et des frais d'électricité, ces facteurs étant annulés en partie par la hausse des coûts de traitement des déchets liquides au deuxième trimestre de 2026 et par la hausse des coûts liés aux activités de reconditionnement au cours du premier semestre de 2026.

Production extracôtière

Résultats financiers

	Trimestres clos les 30 juin					
	2026			2025		
(en millions de dollars)	**Région de l'Atlantique**	**Région de l'Asie-Pacifique**	**Production extracôtière**	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière
Chiffre d'affaires brut						
Ventes externes	**218**	**292**	**510**	72	263	335
Ventes intersectorielles	**—**	**—**	**—**	—	—	—
	218	**292**	**510**	72	263	335
Redevances	**(2)**	**(22)**	**(24)**	—	(20)	(20)
Produits des activités ordinaires	**216**	**270**	**486**	72	243	315
Charges						
Produits achetés	**(4)**	**—**	**(4)**	—	—	—
Frais de transport et de fluidification	**7**	**—**	**7**	3	—	3
Charges d'exploitation	**79**	**29**	**108**	48	33	81
Marge d'exploitation[1)]	**134**	**241**	**375**	21	210	231
Amortissement et épuisement			**106**			93
Coûts de prospection			**1**			1
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			**(18)**			(7)
Résultat sectoriel			**286**			144

	Semestres clos les 30 juin					
	2026			2025		
(en millions de dollars)	**Région de l'Atlantique**	**Région de l'Asie-Pacifique**	**Production extracôtière**	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière
Chiffre d'affaires brut						
Ventes externes	**470**	**589**	**1 059**	218	568	786
Ventes intersectorielles	**—**	**—**	**—**	—	—	—
	470	**589**	**1 059**	218	568	786
Redevances	**(4)**	**(45)**	**(49)**	(2)	(43)	(45)
Produits des activités ordinaires	**466**	**544**	**1 010**	216	525	741
Charges						
Produits achetés	**—**	**—**	**—**	—	—	—
Frais de transport et de fluidification	**14**	**—**	**14**	9	—	9
Charges d'exploitation	**161**	**58**	**219**	112	58	170
Marge d'exploitation[1)]	**291**	**486**	**777**	95	467	562
Amortissement et épuisement			**235**			223
Coûts de prospection			**12**			2
Résultat provenant des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			**(33)**			(15)
Résultat sectoriel			**563**			352

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.

Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2026	2025	**2026**	2025
Volumes de vente				
Région de l'Atlantique (kb/j)	**14,7**	7,9	**18,9**	11,8
Région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)				
Chine	**37,1**	37,9	**39,4**	39,8
Indonésie[1)]	**14,1**	15,9	**14,8**	15,6
Total – région de l'Asie-Pacifique	**51,2**	53,8	**54,2**	55,4
Total – volumes de vente (kbep/j)	**65,9**	61,7	**73,1**	67,2
Production par produit				
Région de l'Atlantique – pétrole brut léger (kb/j)	**14,6**	12,5	**16,5**	12,1
Région de l'Asie-Pacifique[1)]				
LGN (kb/j)	**8,2**	9,5	**9,2**	9,4
Gaz naturel classique (Mpi^3/j)	**258,3**	265,7	**269,7**	276,4
Total – région de l'Asie-Pacifique (kbep/j)	**51,2**	53,8	**54,2**	55,4
Total – production (kbep/j)	**65,8**	66,3	**70,7**	67,5
Taux de redevance réel[2)] (%)				
Région de l'Atlantique	**1,0**	0,9	**1,0**	1,0
Région de l'Asie-Pacifique[1)]	**11,5**	11,9	**11,4**	12,3

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) Le taux de redevance réel correspond 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 opérationnels[1)]

	Trimestre clos le 30 juin 2026			
($/bep, sauf indication contraire)	**Région de l'Atlantique** ($/b)	**Chine**	**Indonésie**	**Total – production extracôtière[2)]**
Prix de vente réalisé	**162,57**	**86,74**	**65,76**	**99,14**
Redevances	**1,70**	**6,49**	**16,81**	**7,63**
Frais de transport et de fluidification	**4,65**	**—**	**—**	**1,04**
Charges d'exploitation	**55,80**	**8,27**	**10,73**	**19,39**
Prix net opérationnel	**100,42**	**71,98**	**38,22**	**71,08**

	Trimestre clos le 30 juin 2025			
($/bep, sauf indication contraire)	Région de l'Atlantique ($/b)	Chine	Indonésie	Total – production extracôtière[2)]
Prix de vente réalisé	100,23	76,49	59,06	75,01
Redevances	0,94	5,88	14,65	7,52
Frais de transport et de fluidification	4,14	—	—	0,53
Charges d'exploitation	61,44	8,72	10,56	15,94
Prix net opérationnel	33,71	61,89	33,85	51,02

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.

Prix nets opérationnels[1] – (suite)

($/bep, sauf indication contraire)	Semestre clos le 30 juin 2026 Région de l'Atlantique ($/b)	Chine	Indonésie	Total – production extracôtière[2]
Prix de vente réalisé	**134,99**	**82,87**	**62,10**	**92,11**
Redevances	**1,29**	**6,24**	**15,61**	**6,87**
Frais de transport et de fluidification	**3,99**	**—**	**—**	**1,03**
Charges d'exploitation	**45,80**	**7,83**	**9,84**	**18,04**
Prix net opérationnel	**83,91**	**68,80**	**36,65**	**66,17**

($/bep, sauf indication contraire)	Semestre clos le 30 juin 2025 Région de l'Atlantique ($/b)	Chine	Indonésie	Total – production extracôtière[2]
Prix de vente réalisé	101,82	78,85	61,77	78,92
Redevances	1,00	6,01	16,98	7,68
Frais de transport et de fluidification	4,21	—	—	0,74
Charges d'exploitation	50,84	7,30	10,61	15,71
Prix net opérationnel	45,77	65,54	34,18	54,79

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

Le chiffre d'affaires brut a augmenté pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison de la hausse des prix de vente réalisés et de l'augmentation des volumes de vente.

Prix

Notre prix de vente réalisé dans la région de l'Atlantique a augmenté au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison de la hausse 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

Les volumes de production dans la région de l'Atlantique ont augmenté au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, principalement en raison de la production élevée au champ Terra Nova. L'augmentation de la production au premier semestre de 2026 est également attribuable à la production élevée 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.

Les volumes de production dans la région de l'Asie-Pacifique ont diminué au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison surtout de la diminution de la demande envisagée par des acheteurs en Indonésie, de la baisse des volumes de vente visés par des contrats en Chine et de l'augmentation des activités de maintenance attribuables au remplacement du câble ombilical au champ Liuhua 29-1.

Redevances

Les redevances dans la région de l'Atlantique ont augmenté pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison surtout de la hausse des prix de vente réalisés et de l'augmentation des volumes de vente.

Les redevances dans la région de l'Asie-Pacifique pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026 sont demeurées stables comparativement aux périodes correspondantes de 2025.

Charges

Frais de transport

Les frais de transport comprennent le coût du transport du pétrole brut des NPSD *SeaRose* et *Terra Nova* jusqu'aux terminaux terrestres ainsi que les frais de stockage. Les frais de transport pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026 ont augmenté pour s'établir respectivement à 7 M$ et à 14 M$ (respectivement 3 M$ et 9 M$ en 2025) en raison principalement des volumes de vente plus élevés dans la région de l'Atlantique.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation dans la région de l'Atlantique pour le premier semestre de 2026 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. Le total des charges d'exploitation a augmenté au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, principalement en raison de la hausse des coûts des réparations et de la maintenance, des coûts de la main-d'oeuvre et des coûts liés aux navires et aux services aériens. Les charges d'exploitation unitaires ont diminué au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, l'augmentation des volumes de vente ayant plus que compensé l'augmentation du total des charges d'exploitation susmentionnée.

Les principales composantes de nos charges d'exploitation en Chine pour le premier semestre de 2026 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, les coûts de la main-d'œuvre et les primes d'assurance. Le total des charges d'exploitation et les charges d'exploitation unitaires ont diminué d'un trimestre à l'autre, en raison essentiellement de la baisse des coûts des réparations et de la maintenance de même que des primes d'assurance, ces facteurs étant annulés en partie par la hausse des coûts de la main-d'œuvre et des coûts des produits chimiques. Le total des charges d'exploitation et les charges d'exploitation unitaires ont augmenté d'un exercice à l'autre, en raison surtout de la hausse des coûts de la main-d'œuvre, des coûts des produits chimiques et des coûts des réparations et de la maintenance, compensée en partie par la baisse des primes d'assurance et des coûts liés aux navires et aux services aériens.

Les principales composantes des charges d'exploitation en Indonésie pour le premier semestre de 2026 ont été les coûts des réparations et de la maintenance et les coûts de la main-d'œuvre. Les charges d'exploitation unitaires sont demeurées relativement stables au deuxième trimestre de 2026, comparativement à la période correspondante de 2025. Les charges d'exploitation unitaires ont diminué d'un exercice à l'autre, en raison surtout de la baisse des coûts liés aux navires et aux services aériens ainsi que des coûts de la main-d'œuvre, annulée en partie par la diminution des volumes de vente.

SECTEURS EN AVAL

Raffinage au Canada

Résultats financiers

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	**2026**	2025	**2026**	2025
Produits des activités ordinaires	**1 608**	1 288	**3 015**	2 570
Marchandises achetées	**1 279**	1 040	**2 339**	2 116
Marge brute[1)]	**329**	248	**676**	454
Charges				
Charges d'exploitation	**147**	141	**293**	279
Marge d'exploitation	**182**	107	**383**	175
Amortissement et épuisement	**45**	52	**90**	99
Résultat sectoriel	**137**	55	**293**	76

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

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2026**	2025	**2026**	2025
Marge brute	**329**	248	**676**	454
Ajouter (déduire) :				
(Profit) perte lié à la détention de stocks[1)]	**8**	(12)	**(39)**	(9)
Marge brute ajustée[2)]	**337**	236	**637**	445
Marge de raffinage ajustée[3)] ($/b)	**30,21**	19,64	**27,07**	18,50

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 le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026 se sont établis respectivement à 1,5 G$ et à 2,9 G$ (respectivement 1,2 G$ et 2,4 G$ en 2025).

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

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, les produits des activités ordinaires ont augmenté, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison surtout de la hausse des prix des produits raffinés attribuable en grande partie à l'augmentation des prix du diesel et du pétrole brut synthétique, annulée en partie par la diminution des volumes de vente découlant de l'activité de révision réalisée à l'usine de valorisation au deuxième trimestre de 2026. Les ventes de la raffinerie de Lloydminster varient selon la saison et augmentent durant la période d'asphaltage, qui s'étend habituellement de mai à octobre chaque année.

La marge brute ajustée et la marge de raffinage ajustée ont progressé au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, essentiellement en raison de la hausse des prix des produits raffinés susmentionnée et de l'accroissement de l'écart entre le WTI et le WCS. Ces hausses ont été contrées en partie par l'activité de révision réalisée à l'usine de valorisation, qui a eu pour effet de réduire la production de distillats et de pétrole brut synthétique.

Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en kb/j, sauf indication contraire)	**2026**	2025	**2026**	2025
Capacité opérationnelle	**108,0**	108,0	**108,0**	108,0
Total des intrants traités	**110,4**	120,7	**117,4**	120,1
Débit unitaire de pétrole brut	**101,7**	112,4	**108,5**	112,2
Taux d'utilisation unitaire de pétrole brut (%)	**94**	104	**100**	104
Production totale	**118,7**	129,0	**125,6**	127,6
Pétrole brut synthétique	**47,3**	55,3	**49,6**	53,8
Asphalte	**17,4**	16,7	**17,6**	16,6
Diesel	**12,3**	15,1	**14,6**	15,3
Autres	**36,7**	36,9	**38,5**	37,3
Éthanol	**5,0**	5,0	**5,3**	4,6

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2026, le débit et la production totale ont diminué, par rapport aux périodes correspondantes de 2025, en raison de l'activité de révision réalisée à l'usine de valorisation, compensée en partie par la fiabilité du fonctionnement de nos actifs.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, 10 % et 11 %, respectivement, des volumes de vente du secteur Sables bitumineux ont été achetés par notre secteur Raffinage au Canada à titre de charge d'alimentation en pétrole brut (16 % et 15 %, respectivement, en 2025).

Charges d'exploitation[1)]

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2026**	2025	**2026**	2025
Charges d'exploitation – valorisation et raffinage	**124**	117	**249**	234
Charges d'exploitation unitaires[2)] ($/b)	**12,33**	10,70	**11,71**	10,75

1) Correspond aux charges associées à l'usine de valorisation, à la raffinerie de Lloydminster et aux activités liées aux carburants commerciaux.
2) Mesure financière déterminée. Consulter la mise en garde sur les mesures financières déterminées figurant dans le présent rapport de gestion.

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier semestre de 2026 ont été les coûts des réparations et de la maintenance ainsi que les coûts de la main-d'œuvre.

Le total des charges d'exploitation a augmenté au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, principalement en raison de la hausse des coûts des réparations et de la maintenance ainsi que des coûts liés à la conformité en matière de GES. Les charges d'exploitation unitaires ont augmenté au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison de l'augmentation des charges d'exploitation susmentionnée et de la diminution des intrants traités découlant de l'activité de révision à l'usine de valorisation.

Raffinage aux États-Unis

Résultats financiers

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	**2026**	2025	**2026**	2025
Produits des activités ordinaires	**6 549**	6 455	**10 769**	12 878
Marchandises achetées	**5 384**	5 838	**8 702**	11 844
Marge brute[1)]	**1 165**	617	**2 067**	1 034
Charges				
Charges d'exploitation	**358**	806	**738**	1 522
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	**36**	(11)	**25**	(5)
Marge d'exploitation	**771**	(178)	**1 304**	(483)
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	**(32)**	—	**(2)**	(8)
Amortissement et épuisement	**113**	149	**225**	307
Résultat sectoriel	**690**	(327)	**1 081**	(782)

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

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2026**	2025	**2026**	2025
Marge brute	**1 165**	617	**2 067**	1 034
Ajouter (déduire) :				
(Profit) perte lié à la détention de stocks[1)]	**(152)**	62	**(609)**	85
Marge brute ajustée[2)]	**1 013**	679	**1 458**	1 119
Marge de raffinage ajustée[2)] ($/b)	**29,83**	12,57	**21,97**	10,53
Marge de craquage moyenne pondérée, déduction faite des NIR ($ US/b)	**32,15**	15,80	**20,46**	12,63
Marge de craquage moyenne pondérée, déduction faite des NIR ($ CA/b)	**44,46**	21,86	**28,18**	17,79
Capture du marché ajustée[2)] (%)	**67**	58	**78**	59

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 au semestre clos le 30 juin 2026, comparativement à la période correspondante de 2025, en raison avant tout de la baisse des volumes de vente à la suite de la cession de WRB, annulée en partie par la hausse des prix des produits raffinés, attribuable surtout au prix élevé des distillats et de l'essence. Au deuxième trimestre de 2026, les produits des activités ordinaires ont augmenté, comparativement à ceux du deuxième trimestre de 2025, car l'incidence de la cession de WRB a été plus que compensée par la hausse des prix des produits raffinés.

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

La marge brute ajustée a augmenté au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison surtout des facteurs suivants :

- les prix élevés des produits raffinés et les rendements élevés réalisés sur ceux-ci;
- l'exploitation sécuritaire et fiable de toutes nos raffineries, tout en maximisant notre capacité de transformer le pétrole brut lourd et de tirer parti de l'accroissement des écarts entre le WTI et le WCS;
- l'absence d'activité de révision au cours du premier semestre de 2026. Au deuxième trimestre de 2025, nous avions réalisé une activité de révision à la raffinerie de Toledo, ce qui avait eu pour effet de réduire le débit et la production de produits raffinés;
- l'optimisation du portefeuille grâce à la réalisation de synergies à l'échelle régionale, ce qui a favorisé l'amélioration du rendement sur les produits et de meilleurs résultats liés aux prix pour l'ensemble du portefeuille;
- une sélection des types de pétrole brut et une configuration de la raffinerie permettant l'alignement sur les besoins opérationnels, ce qui a permis de réaliser une plus grande marge.

Ces facteurs ont été contrés en partie par la hausse des coûts de la charge d'alimentation en barils de pétrole brut non corrosif achetés au pays en raison de la volatilité des marchés.

La marge de raffinage ajustée a augmenté au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, ce qui rend compte de la marge brute ajustée plus élevée, de la hausse de la marge de craquage moyenne pondérée, déduction faite des NIR, et de la diminution du total des intrants traités.

La marge de craquage moyenne pondérée, déduction faite des NIR, a augmenté au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2026 en raison surtout des marges de craquage 3-2-1 à Chicago, qui ont augmenté respectivement de 115 % et de 81 % par rapport aux périodes correspondantes de 2025. Cette augmentation des marges de craquage sur le marché a été contrée en partie par la hausse du coût moyen des NIR, qui a augmenté de 125 % et de 107 %, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, par rapport aux périodes correspondantes de 2025.

La capture du marché ajustée a augmenté au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, essentiellement en raison de l'accroissement de l'écart entre le WTI et le WCS, de l'absence d'activité de révision au premier semestre de 2026 et de la grande fiabilité des installations mentionnée précédemment.

Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en milliers de barils par jour, sauf indication contraire)	**2026**	2025	**2026**	2025
Capacité opérationnelle[1]	**364,8**	612,3	**364,8**	612,3
Total des intrants traités	**372,9**	594,2	**366,4**	587,6
Débit unitaire de pétrole brut	**349,8**	553,4	**346,5**	553,5
Pétrole brut lourd	**137,5**	214,2	**144,8**	220,2
Pétrole brut moyen ou léger	**212,3**	339,2	**201,7**	333,3
Taux d'utilisation unitaire de pétrole brut (%)	**96**	90	**95**	90
Production totale de produits raffinés	**379,6**	600,4	**378,2**	598,2
Essence	**185,5**	277,1	**185,3**	280,9
Distillats[2]	**127,1**	206,8	**124,3**	207,8
Asphalte	**12,4**	24,3	**14,6**	25,0
Autres	**54,6**	92,2	**54,0**	84,5

1) La capacité opérationnelle présentée tient compte de l'incidence de la cession de WRB réalisée le 30 septembre 2025.
2) Comprend le diesel et le carburéacteur.

Le débit et la production de produits raffinés ont diminué au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, essentiellement en raison de la cession de WRB, facteur contrebalancé en partie par l'exploitation sécuritaire et fiable de l'ensemble de nos actifs et par l'absence d'activité de révision au premier semestre de 2026.

Charges d'exploitation

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2026**	2025	**2026**	2025
Charges d'exploitation	**358**	806	**738**	1 522
Charges d'exploitation unitaires[1] ($/b)	**10,55**	14,92	**11,13**	14,31

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 du premier semestre de 2026 ont été les coûts des réparations et de la maintenance ainsi que les coûts de la main-d'œuvre.

Dans l'ensemble, les charges d'exploitation ont diminué au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, surtout en raison de la cession de WRB.

Les charges d'exploitation et les indicateurs unitaires s'y rattachant ont diminué au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2026 pour l'ensemble des actifs en exploitation, par rapport aux périodes correspondantes de 2025, en raison surtout de la hausse des charges d'exploitation et de la baisse du total des intrants traités au deuxième trimestre de 2025 attribuable à l'activité de révision réalisée à la raffinerie de Toledo.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Résultats financiers

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	**2026**	2025	**2026**	2025
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	**19**	(20)	**27**	(25)
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	**(44)**	(84)	**11**	(46)
Frais généraux et frais d'administration	**218**	153	**629**	350
Charges financières, montant net	**181**	114	**375**	250
Coûts d'intégration, coûts de transaction et autres coûts	**36**	77	**68**	79
(Profit) perte de change, montant net	**163**	(353)	**342**	(353)
(Profit) perte à la sortie d'actifs	**(4)**	(3)	**(90)**	(3)
Autres (produits) charges, montant net	**(55)**	(26)	**(93)**	(32)

Frais généraux et frais d'administration

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été les coûts des primes d'intéressement à long terme et les coûts de la main-d'œuvre. Les frais généraux et les frais d'administration se sont accrus au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2026, par rapport aux périodes correspondantes de 2025, principalement en raison des coûts des primes d'intéressement à long terme découlant de la variation du cours de clôture de nos actions ordinaires.

Charges financières, montant net

Les charges financières, montant net, ont augmenté au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison surtout de la hausse de la charge d'intérêts sur la dette moyenne plus élevée et de la diminution des produits d'intérêts. 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.

Le taux d'intérêt moyen pondéré annualisé sur l'encours de la dette pour les trimestres et les semestres clos les 30 juin 2026 et 2025 s'est établi à 4,5 %.

(Profit) perte de change, montant net

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	**2026**	2025	**2026**	2025
(Profit) perte de change latent	**237**	(420)	**417**	(401)
(Profit) perte de change réalisé	**(74)**	67	**(75)**	48
	163	(353)	**342**	(353)

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, les pertes de change latentes sont essentiellement attribuables à la conversion de la dette libellée en dollars américains. Au 30 juin 2026, la valeur du dollar canadien par rapport à celle du dollar américain avait légèrement diminué, comparativement à ce qu'elle était au 31 décembre 2025. À la période correspondante de 2025, la valeur du dollar canadien avait augmenté.

Impôt sur le résultat

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	**2026**	2025	**2026**	2025
Impôt exigible				
Canada	**674**	224	**1 153**	503
États-Unis	**35**	—	**41**	—
Région de l'Asie-Pacifique	**54**	57	**108**	102
Autres pays	**8**	11	**16**	24
Total de la charge (du produit) d'impôt exigible	**771**	292	**1 318**	629
Charge (produit) d'impôt différé	**301**	(127)	**268**	(193)
	1 072	165	**1 586**	436

Pour le semestre clos le 30 juin 2026, nous avons comptabilisé une charge d'impôt exigible relative à nos activités dans tous les territoires où nous sommes présents. L'augmentation de la charge d'impôt exigible s'explique par la hausse du bénéfice par rapport à la période correspondante de 2025. Le taux d'imposition effectif pour le semestre clos le 30 juin 2026 s'est établi à 26,3 %, en hausse par rapport au taux de 20,3 % à la période correspondante de 2025.

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.

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. 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.

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	**2026**	2025	**2026**	2025
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation	**5 636**	2 374	**7 817**	3 689
Activités d'investissement	**(1 167)**	(1 375)	**(2 237)**	(2 723)
Flux de trésorerie compte non tenu des activités de financement, montant net	**4 469**	999	**5 580**	966
Activités de financement	**(3 925)**	(1 078)	**(5 260)**	(1 372)
Incidence des fluctuations du cours de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	**51**	(126)	**110**	(124)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**595**	(205)	**430**	(530)

Aux (en millions de dollars)	**30 juin 2026**	31 décembre 2025
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**3 170**	2 740
Dette totale	**8 558**	11 032

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont été plus élevés pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison surtout de l'augmentation de la marge d'exploitation, annulée en partie par la hausse de la charge d'impôt exigible et par la variation du fonds de roulement hors trésorerie.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2026, la variation du fonds de roulement hors trésorerie s'est traduite par une augmentation de 689 M$ des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation qui est attribuable essentiellement à l'augmentation de la charge d'impôt exigible et à la diminution des comptes débiteurs, ces facteurs étant annulés en partie par l'augmentation des stocks.

Pour le semestre clos le 30 juin 2026, la variation du fonds de roulement hors trésorerie s'est traduite par une diminution de 454 M$ des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation qui est attribuable essentiellement à l'augmentation des stocks et des comptes débiteurs, ces facteurs étant annulés en partie par l'augmentation de la charge d'impôt exigible et des comptes créditeurs.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont diminué par rapport aux périodes correspondantes de 2025. Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement se rapportent essentiellement aux dépenses d'investissement.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, les sorties de trésorerie liées aux activités de financement ont augmenté, comparativement aux périodes correspondantes de 2025, en raison surtout du remboursement de la facilité d'emprunt à terme en 2026 et du rachat d'un plus grand nombre d'actions dans le cadre de l'offre publique de la société.

Fonds de roulement

Au 30 juin 2026, le fonds de roulement s'élevait à 4,6 G$ (3,6 G$ au 31 décembre 2025). L'accroissement du fonds de roulement s'explique essentiellement par la hausse des stocks et des comptes débiteurs, annulée en partie par la hausse de la charge d'impôt exigible.

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

Emprunts à court terme

Au 30 juin 2026, la société disposait de facilités remboursables à vue non engagées totalisant 1,5 G$ (1,5 G$ au 31 décembre 2025), dont une tranche de 1,4 G$ pouvait être utilisée à des fins générales, la totalité du montant pouvant servir à l'émission de lettres de crédit. Il n'y avait eu aucun prélèvement direct sur nos facilités remboursables à vue non engagées au 30 juin 2026 et au 31 décembre 2025.

Dette à long terme, y compris la partie courante

Aux (en millions de dollars)	**30 juin 2026**	31 décembre 2025
Facilité de crédit à terme	**—**	2 700
Billets de premier rang non garantis libellés en dollars américains	**6 104**	5 887
Billets de premier rang non garantis libellés en dollars canadiens	**2 450**	2 450
Capital total de la dette	**8 554**	11 037

Au cours du semestre clos le 30 juin 2026, la société a remboursé la totalité de sa facilité d'emprunt à terme de 2,7 G$. Par la suite, la facilité d'emprunt a été annulée.

Au 30 juin 2026, nous respections toutes les conditions de nos conventions d'emprunt, y compris celles de notre facilité de crédit engagée. Nous sommes tenus de conserver un ratio dette/capitaux permanents, tel qu'il est défini dans les conventions d'emprunt, ne dépassant pas 65 %. Notre ratio est en deçà de cette limite.

Sources de liquidités disponibles

Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 30 juin 2026 :

(en millions de dollars)	**Échéance**	**Montant disponible**
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**s. o.**	**3 170**
Facilité de crédit engagée[1)]		
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 engagées[2)]	**s. o.**	**1 081**

1) Aucun montant n'avait été prélevé sur la facilité de crédit engagée au 30 juin 2026 (néant au 31 décembre 2025).

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 30 juin 2026, des lettres de crédit totalisant 369 M$ (341 M$ au 31 décembre 2025) avaient été émises et aucun emprunt direct n'avait été effectué (néant au 31 décembre 2025).

Au 30 juin 2026, la société avait une facilité de crédit engagée composée 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 30 juin 2026, aucun montant n'avait été prélevé aux termes de la facilité de crédit (néant au 31 décembre 2025).

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.

Indicateurs financiers

Cenovus surveille sa structure du capital et ses besoins en financement en utilisant, entre autres, la dette totale, la dette nette par rapport aux fonds provenant de l'exploitation ajustés et la dette nette par rapport aux capitaux permanents. Se reporter à la note 12 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information, y compris la définition de ces indicateurs et l'explication de la façon dont ils sont calculés.

Aux	**30 juin 2026**	31 décembre 2025
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés (fois)	**0,4**	0,9
Ratio dette nette/capitaux permanents (%)	**14**	21

Nous ciblons un ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés d'environ 1,0 x et une dette nette d'au plus 4,0 G$ à long terme, selon un prix du WTI de 45,00 $ US le baril. Ces indicateurs 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 pour les annuler, émettre de nouveaux titres d'emprunt ou émettre de nouvelles actions. Notre ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et notre ratio dette nette/ capitaux permanents au 30 juin 2026 ont diminué, comparativement à ceux au 31 décembre 2025, en raison surtout de l'augmentation de la marge d'exploitation et de la diminution de la dette nette. Pour de plus amples renseignements sur les variations de la marge d'exploitation et 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 et à celle de New York. Au 30 juin 2026, environ 1 849,5 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (1 883,4 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2025).

Au cours du semestre clos le 30 juin 2026, la fiducie du régime d'avantages du personnel (la « fiducie »), par l'intermédiaire d'un fiduciaire indépendant, a acheté 3,3 millions d'actions ordinaires totalisant 109 M$ et a distribué 3,8 millions d'actions ordinaires totalisant 87 M$ dans le cadre du régime d'avantages du personnel. Au 30 juin 2026, environ 4,8 millions d'actions ordinaires étaient détenues par la fiducie (5,3 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2025). Se reporter à la note 15 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Le 31 mars 2026, Cenovus a exercé son droit de racheter la totalité des 10,7 millions d'actions privilégiées de série 1 de la société et la totalité des 1,3 million d'actions privilégiées de série 2 de la société. Les actions privilégiées ont été rachetées au prix de 25,00 $ l'action, pour un total de 300 M$. Depuis les rachats du 31 mars 2026, plus aucune action privilégiée de la société n'est en circulation au sein de sa structure du capital.

Les bons de souscription d'actions ordinaires sont venus à échéance le 1er janvier 2026. Se reporter à la note 15 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Se reporter à la note 17 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information au sujet de nos régimes d'options sur actions, de notre régime d'unités d'actions liées au rendement, de notre régime d'unités d'actions de négociation restreinte et de notre régime d'unités d'actions différées. Nos actions en circulation se présentent comme suit :

Au 24 juillet 2026	**Unités en cours** (en milliers)	**Unités exerçables** (en milliers)
Actions ordinaires	**1 844 245**	**s. o.**
Options sur actions	**10 154**	**3 834**
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	**20 466**	**2 059**

Rendement pour les actionnaires

Pour une analyse complète de nos cibles de rendement pour les actionnaires, se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » de notre rapport de gestion annuel de 2025.

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2026, nous avons versé aux porteurs d'actions ordinaires la somme de 1,4 G$ au moyen du rachat de 26,2 millions d'actions ordinaires pour un montant de 1,0 G$ dans le cadre de l'offre publique et du versement de dividendes sur les actions ordinaires totalisant 411 M$.

Au cours du semestre clos le 30 juin 2026, nous avons versé aux porteurs d'actions ordinaires la somme de 2,5 G$ au moyen du rachat de 37,7 millions d'actions ordinaires pour un montant de 1,4 G$ dans le cadre de l'offre publique, du versement de dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées totalisant 790 M$ et du remboursement des actions privilégiées de la société de séries 1 et 2 totalisant 300 M$.

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.

Dividendes

Dividendes versés sur les actions ordinaires

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2026, respectivement, nous avons déclaré et versé des dividendes de base de 411 M$ et de 788 M$, soit 0,22 $ et 0,42 $ par action ordinaire (respectivement 364 M$ et 691 M$, soit 0,20 $ et 0,38 $ par action ordinaire en 2025).

Le 28 juillet 2026, le conseil d'administration a déclaré un dividende de base pour le troisième trimestre de 0,22 $ par action ordinaire. Ce dividende est payable le 29 septembre 2026 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 septembre 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 à dividende cumulatif

Au semestre clos le 30 juin 2026, la société a déclaré et versé des dividendes de 2 M$ sur les actions privilégiées (10 M$ en 2025).

Rachats d'actions

Nous avons mis en place un programme d'offre publique de rachat d'actions dans le but de racheter jusqu'à 120,3 millions d'actions ordinaires pour une période allant du 11 novembre 2025 au 10 novembre 2026.

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2026	2025	**2026**	2025
Actions ordinaires rachetées et annulées aux termes de l'offre publique (en millions d'actions ordinaires)	**26,2**	17,2	**37,7**	20,2
Prix moyen pondéré par action ordinaire (en dollars)	**38,16**	17,12	**35,77**	17,64
Rachat d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique (en millions de dollars)	**1 019**	301	**1 375**	363

Entre le 1er juillet 2026 et le 24 juillet 2026, la société a racheté un nombre supplémentaire de 5,6 millions d'actions ordinaires en contrepartie de 213 M$. Au 24 juillet 2026, la société pouvait racheter jusqu'à 69,6 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 22 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour un complément d'information.

Au 30 juin 2026, le total de nos engagements s'élevait à 49,7 G$ (39,7 G$ au 31 décembre 2025), dont une tranche de 47,0 G$ se rapporte à divers engagements liés au transport et au stockage. Les engagements liés au transport comprennent une tranche de 19,1 G$ assujettie à l'approbation des organismes de réglementation ou qui a été approuvée, mais non encore en vigueur. Ces contrats sont d'une durée pouvant aller jusqu'à 20 ans après la date de leur entrée en vigueur.

Au 30 juin 2026, les engagements totaux de la société comprenaient des engagements conclus avec Husky Midstream Limited Partnership (« HMLP ») qui prévoient un montant de 1,7 G$ pour des services à long terme liés au transport et au stockage (1,7 G$ au 31 décembre 2025).

Au 30 juin 2026, les lettres de crédit en cours émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats totalisaient 369 M$ (341 M$ au 31 décembre 2025).

Actions en justice

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

Transactions entre parties liées

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.

Le tableau qui suit présente un sommaire des produits et des charges connexes liés à HMLP.

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	**2026**	2025	**2026**	2025
Produits tirés des services de construction et de gestion	**43**	37	**76**	66
Frais de transport	**70**	69	**135**	137

GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE

Pour comprendre précisément les risques qui ont une incidence sur nous, il faut lire le texte qui suit en parallèle avec la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » de notre rapport de gestion annuel de 2025.

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. L'incidence d'un risque ou d'une combinaison de risques peut nuire, entre autres, aux activités, à la réputation, à la situation financière, aux résultats d'exploitation et aux flux de trésorerie de Cenovus, ce qui pourrait, sans s'y limiter, réduire ou restreindre notre capacité à réaliser nos priorités stratégiques, à concrétiser nos objectifs ou nos perspectives, nos initiatives et nos ambitions, à réagir aux changements de notre environnement d'exploitation, à racheter nos actions, à verser des dividendes à nos actionnaires et à respecter nos obligations (y compris celles liées au service de la dette) et nuire gravement au cours de nos titres.

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

Pour l'application des méthodes comptables, la direction est tenue de faire des estimations, de formuler des hypothèses, ainsi que d'avoir recours à des jugements, lesquels pourraient avoir une incidence importante sur nos résultats financiers. Les résultats réels peuvent être différents de ces estimations, parfois de façon marquée. Les estimations et hypothèses utilisées peuvent faire l'objet de mises à jour en fonction des antécédents et de l'utilisation de nouvelles données. Nos méthodes comptables significatives 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 de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

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

Les jugements d'importance critique sont ceux que la direction doit poser lors de l'application des méthodes comptables qui ont le plus d'effet sur les montants comptabilisés dans nos états financiers consolidés annuels et intermédiaires. Une liste des jugements comptables d'importance critique servant dans l'application des méthodes comptables ainsi que des principales sources d'incertitude relative aux estimations figure dans les notes annexes aux états financiers consolidés annuels de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Mise à jour de méthodes comptables

En date du 1er janvier 2026, la société a adopté les modifications d'IFRS 9 Instruments financiers (« IFRS 9 ») et d'IFRS 7 *Instruments financiers : Informations à fournir* (« IFRS 7 »). Ces modifications apportent des précisions sur la décomptabilisation des passifs financiers et sur le classement de certains actifs financiers. L'adoption des modifications d'IFRS 9 et d'IFRS 7 n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés intermédiaires de la société.

Adoption à venir de nouvelles normes et interprétations comptables

Le 9 avril 2024, l'IASB a publié la norme IFRS 18 *États financiers : Présentation et informations à fournir* (« IFRS 18 »), qui remplacera IFRS 1 *Présentation des états financiers*. La norme IFRS 18 établit une structure révisée pour l'état consolidé du résultat global, notamment de nouveaux sous-totaux définis, des exigences accrues pour améliorer le regroupement et la

ventilation des informations, et de nouvelles informations à fournir sur les mesures de la performance définies par la direction. La norme vise à établir une meilleure comparabilité entre les entités et les périodes de présentation de l'information financière. IFRS 18 n'aura aucune incidence sur la comptabilisation et la détermination des produits et des charges.

Cenovus a mis sur pied un système parallèle pour connaître l'incidence des nouvelles exigences en matière de présentation de l'information. Les modifications nécessiteront la réorganisation des postes des états consolidés du résultat global pour intégrer les catégories nouvellement définies. Les éléments tels que les profits ou pertes de change devront désormais être présentés séparément. La principale incidence sur les tableaux consolidés des flux de trésorerie sera le reclassement de certains coûts liés aux activités d'exploitation dans les coûts liés aux activités de financement. La société a également déterminé que la marge d'exploitation était une mesure de la performance définie par la direction. La société continuera d'évaluer l'incidence de cette norme jusqu'à son adoption, le 1er janvier 2027. L'application de cette norme sera rétrospective, et certaines dispositions transitoires sont prévues.

ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

La direction, notamment le président et chef de la direction et le vice-président directeur et chef des finances, a procédé à une évaluation de la conception et de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») et des contrôles et procédures de communication de l'information (« CPCI ») au 30 juin 2026. La direction a utilisé les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013), publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission, pour évaluer la conception et l'efficacité du CIIF. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le CIIF et les CPCI étaient efficaces au 30 juin 2026.

Le 13 novembre 2025, Cenovus a réalisé l'acquisition de MEG. Dans la mesure permise par le Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information dans les documents annuels et intermédiaires (le « Règlement 52-109 ») et les directives de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, et conformément à ceux-ci, 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 30 juin 2026 représentaient environ 15 % du total de l'actif de Cenovus. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2026, les produits des activités ordinaires attribuables à MEG représentaient environ 8 % du total des produits ordinaires de Cenovus.

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 kpi[3] pour un baril. Les quantités exprimées en bep peuvent être trompeuses, surtout si elles sont employées isolément. Le facteur de conversion de un baril pour 6 kpi[3] 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.

Pétrole brut léger – 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 (le « Règlement 51-101 »). Cenovus ne produit pas de pétrole brut moyen.

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 « progresser », « attribuer », « anticiper », « croire », « engager », « continuer », « pouvoir », « livrer », « s'attendre à », « P », « se concentrer », « avenir », « futur », « croissance », « impact », « incidence », « maintenir », « atténuer », « en voie de », « objectif », « continu », « possibilités », « optimisation », « potentiel », « priorité », « progrès », « intendance », « gestion », et « cible » ou des expressions analogues, y compris des déclarations sur l'avenir et à propos de ce qui suit : nos objectifs stratégiques; les rendements pour les actionnaires; notre engagement en matière de sécurité et de renforcement de notre bilan en matière de sécurité tout en maintenant une exploitation fiable au sein de notre portefeuille; notre structure de répartition des capitaux, qui 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; l'intégration physique et économique de nos activités en amont et en aval, qui nous aide 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; la volatilité et la stabilité du marché et des prix des marchandises; les stratégies d'harmonisation des prix et de gestion de la volatilité; les dividendes; les liquidités; le financement de 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 prévisions pour 2026; les facteurs ayant une incidence sur la prévision des prix des marchandises; l'incidence de la guerre commerciale et des tensions géopolitiques à l'échelle mondiale, notamment de la situation dans le détroit d'Ormuz; l'affectation de l'excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles aux rendements pour les actionnaires; l'avancement des initiatives de croissance, notamment le projet d'expansion Christina Lake North et le maintien des prévisions de la première production de pétrole au projet West White Rose vers la fin du troisième trimestre de 2026; la poursuite comme prévu des programmes de mise en valeur et de maintien à Sunrise; les installations de raffinage du pétrole lourd nous permettant 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; la surveillance des fondamentaux du marché et l'optimisation des taux de traitement de nos raffineries; le déroulement sécuritaire et fiable de notre exploitation; le fait d'être un exploitant de premier ordre; le maintien d'un bilan sain; les coûts; les marges; notre charge d'impôt sur le résultat; le financement de nos besoins en trésorerie à court terme; les notations de crédit; le respect de nos obligations de paiement; les perspectives générales pour les prix du pétrole brut et des produits raffinés; la volatilité des prix et les risques géopolitiques, y compris en ce qui a trait aux politiques de l'OPEP+, au conflit entre les États-Unis et l'Iran, le rythme de rétablissement de l'offre qui avait fait l'objet de réductions par les producteurs de pétrole du Moyen-Orient et le risque de ralentissement économique mondial découlant de tarifs susceptibles de peser sur la demande de pétrole; l'incidence des futures décisions politiques, y compris la dérogation pour les petits raffineurs, la réaffectation des volumes exemptés et les politiques au sujet de la création de NIR pour le biocarburant importé, sur les prix des NIR; la possibilité que les écarts entre le prix du pétrole brut léger et le prix moyen du WTI continuent de fluctuer et que la volatilité de la structure de la courbe des prix à terme se maintienne; l'incidence des accords économiques et commerciaux actuels et futurs conclus entre le Canada et les États-Unis; l'avancement du projet Alliance nouvelles voies conformément au protocole d'entente, qui est assujetti à la conclusions d'ententes définitives et aux approbations réglementaires; notre capacité de poursuivre l'exécution de notre programme d'investissement, notamment d'affecter un montant de 3,5 G$ à 3,6 G$ aux investissements de maintien afin de maintenir la production de base et de soutenir une exploitation sécuritaire et fiable ainsi qu'un montant de 1,2 G$ à 1,4 G$ aux projets de croissance; l'accent continu sur la production de ressources riches en liquides; le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés et le ratio dette nette/capitaux permanents; le maintien d'une discipline en matière de capital permettant d'assurer des liquidités suffisantes; notre résilience financière; les obligations découlant de poursuites judiciaires; les engagements en matière de transport et de stockage; et les perspectives de la société à l'égard des marchandises et du dollar canadien, des facteurs ayant une incidence sur ces perspectives et de leur incidence et leurs répercussions sur Cenovus.

Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure à l'information prospective, car les résultats réels de la société pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus. L'élaboration de notre information prospective repose sur un certain nombre d'hypothèses et la prise en compte de certains risques et incertitudes qui, dans certains cas, sont propres à la société et dans d'autres, 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 à Hardisty 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 engagements 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 des sables bitumineux 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 28 juillet 2026 et pouvant être consultées à l'adresse cenovus.com, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent de 80,00 $ US le baril; prix du WTI de 75,00 $ US le baril; prix du WCS de 61,00 $ US le baril; écart WTI-WCS de 14,00 $ US le baril; prix du gaz naturel AECO de 2,00 $ le millier de pieds cubes; marge de craquage 3 2-1 à Chicago de 34,00 $ US le baril; prix des NIR de 14,00 $ 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 engagements 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/fonds provenant de l'exploitation ajustés souhaitable; 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 et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis sur EDGAR, à l'adresse sec.gov. Ces documents sont également disponibles sur le site Web de la société, à l'adresse cenovus.com.

L'information concernant la société ou reliée au site Web de la société, à l'adresse 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	million 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
				PADD 2	Petroleum Administration for Defense District II

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 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 et 2024 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 est une mesure financière déterminée. 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 intermédiaires.

Marge d'exploitation

	Trimestres clos les 30 juin					
	2026	2025	**2026**	2025	**2026**	2025
(en millions de dollars)	**Secteurs en amont[1)]**		**Secteurs en aval[1)]**		**Total**	
Chiffre d'affaires brut						
Ventes externes	**11 356**	5 409	**7 732**	7 531	**19 088**	12 940
Ventes intersectorielles	**2 875**	1 985	**425**	212	**3 300**	2 197
	14 231	7 394	**8 157**	7 743	**22 388**	15 137
Redevances	**(1 661)**	(621)	**—**	—	**(1 661)**	(621)
Produits des activités ordinaires	**12 570**	6 773	**8 157**	7 743	**20 727**	14 516
Charges						
Marchandises achetées	**2 074**	1 111	**6 663**	6 878	**8 737**	7 989
Frais de transport et de fluidification	**4 582**	2 621	**—**	—	**4 582**	2 621
Charges d'exploitation	**971**	896	**505**	947	**1 476**	1 843
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	**28**	8	**36**	(11)	**64**	(3)
Marge d'exploitation	**4 915**	2 137	**953**	(71)	**5 868**	2 066

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

	Semestres clos les 30 juin					
	2026	2025	**2026**	2025	**2026**	2025
(en millions de dollars)	**Secteurs en amont[1)]**		**Secteurs en aval[1)]**		**Total**	
Chiffre d'affaires brut						
Ventes externes	**19 365**	12 207	**13 062**	14 938	**32 427**	27 145
Ventes intersectorielles	**5 236**	4 439	**722**	510	**5 958**	4 949
	24 601	16 646	**13 784**	15 448	**38 385**	32 094
Redevances	**(2 644)**	(1 527)	**—**	—	**(2 644)**	(1 527)
Produits des activités ordinaires	**21 957**	15 119	**13 784**	15 448	**35 741**	30 567
Charges						
Marchandises achetées	**3 318**	2 278	**11 041**	13 960	**14 359**	16 238
Frais de transport et de fluidification	**7 957**	5 868	**—**	—	**7 957**	5 868
Charges d'exploitation	**2 018**	1 789	**1 031**	1 801	**3 049**	3 590
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	**41**	(1)	**25**	(5)	**66**	(6)
Marge d'exploitation	**8 623**	5 185	**1 687**	(308)	**10 310**	4 877

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

Marge d'exploitation par actif

	Trimestre clos le 30 juin 2026			**Semestre clos le 30 juin 2026**		
(en millions de dollars)	**Région de l'Atlantique**	**Région de l'Asie-Pacifique**	**Production extracôtière[1)]**	**Région de l'Atlantique**	**Région de l'Asie-Pacifique**	**Production extracôtière[1)]**
Chiffre d'affaires brut	**218**	**292**	**510**	**470**	**589**	**1 059**
Redevances	**(2)**	**(22)**	**(24)**	**(4)**	**(45)**	**(49)**
Produits des activités ordinaires	**216**	**270**	**486**	**466**	**544**	**1 010**
Charges						
Marchandises achetées	**(4)**	**—**	**(4)**	**—**	**—**	**—**
Frais de transport et de fluidification	**7**	**—**	**7**	**14**	**—**	**14**
Charges d'exploitation	**79**	**29**	**108**	**161**	**58**	**219**
Marge d'exploitation	**134**	**241**	**375**	**291**	**486**	**777**

	Trimestre clos le 30 juin 2025			Semestre clos le 30 juin 2025		
(en millions de dollars)	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière[1)]	Région de l'Atlantique	Région de l'Asie-Pacifique	Production extracôtière[1)]
Chiffre d'affaires brut	72	263	335	218	568	786
Redevances	—	(20)	(20)	(2)	(43)	(45)
Produits des activités ordinaires	72	243	315	216	525	741
Charges						
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—
Frais de transport et de fluidification	3	—	3	9	—	9
Charges d'exploitation	48	33	81	112	58	170
Marge d'exploitation	21	210	231	95	467	562

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

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

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés constituent une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur pétrolier et gazier qui permet d'évaluer la capacité d'une entreprise de financer ses programmes d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières, dans leur ensemble et par action. Ils s'entendent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte non tenu du règlement des passifs relatifs au démantèlement et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation. Les éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation sont composés des comptes débiteurs, 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 dilué.

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 la 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.

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	**2026**	2025	**2026**	2025
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**5 636**	2 374	**7 817**	3 689
(Ajouter) déduire :				
Règlement de passifs relatifs au démantèlement	**(39)**	(68)	**(92)**	(104)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	**689**	923	**(454)**	62
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	**4 986**	1 519	**8 363**	3 731
Dépenses d'investissement	**1 200**	1 164	**2 370**	2 393
Fonds provenant de l'exploitation disponibles	**3 786**	355	**5 993**	1 338
Ajouter (déduire) :				
Dividendes de base versés sur les actions ordinaires	**(411)**	(364)	**(788)**	(691)
Dividendes versés sur les actions privilégiées	**—**	(4)	**(2)**	(10)
Rachats d'actions ordinaires aux termes du régime d'avantages du personnel	**(58)**	(15)	**(109)**	(73)
Règlement de passifs relatifs au démantèlement	**(39)**	(68)	**(92)**	(104)
Remboursement du capital des contrats de location	**(88)**	(94)	**(178)**	(177)
Acquisitions, moins la trésorerie acquise	**(5)**	(129)	**(15)**	(229)
Produit de la sortie d'actifs	**72**	13	**171**	13
Excédent des fonds provenant de l'exploitation disponibles	**3 257**	(306)	**4 980**	67

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.

Raffinage au Canada

	Trimestre clos le 30 juin 2026		
(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	**1 524**	**84**	**1 608**
Marchandises achetées	**1 229**	**50**	**1 279**
Marge brute	**295**	**34**	**329**
Ajouter (déduire) :			
(Profit) perte lié à la détention de stocks	**8**	**—**	**8**
Marge brute ajustée	**303**	**34**	**337**
Total des intrants traités (kb/j)	**110,4**		
Marge de raffinage ajustée ($/b)	**30,21**		

	Trimestre clos le 30 juin 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	1 211	77	1 288
Marchandises achetées	983	57	1 040
Marge brute	228	20	248
Ajouter (déduire) :			
(Profit) perte lié à la détention de stocks	(12)	—	(12)
Marge brute ajustée	216	20	236
Total des intrants traités (kb/j)	120,7		
Marge de raffinage ajustée ($/b)	19,64		

1) Comprennent les activités liées à 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.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**Semestre clos le 30 juin 2026** **Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster**	**Autres[1)]**	**Total – Raffinage au Canada[2)]**
Produits des activités ordinaires	**2 851**	**164**	**3 015**
Marchandises achetées	**2 237**	**102**	**2 339**
Marge brute	**614**	**62**	**676**
Ajouter (déduire) :			
(Profit) perte lié à la détention de stocks	**(39)**	**—**	**(39)**
Marge brute ajustée	**575**	**62**	**637**
Total des intrants traités (kb/j)	**117,4**		
Marge de raffinage ajustée ($/b)	**27,07**		

1) Comprennent les activités liées à 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.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Semestre clos le 30 juin 2025 Total – Usine de valorisation de Lloydminster et raffinerie de Lloydminster	Autres[1)]	Total – Raffinage au Canada[2)]
Produits des activités ordinaires	2 432	138	2 570
Marchandises achetées	2 020	96	2 116
Marge brute	412	42	454
Ajouter (déduire) :			
(Profit) perte lié à la détention de stocks	(9)	—	(9)
Marge brute ajustée	403	42	445
Total des intrants traités (kb/j)	120,1		
Marge de raffinage ajustée ($/b)	18,50		

1) Comprennent les activités liées à 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.

Raffinage aux États-Unis

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2026**	2025	**2026**	2025
Produits des activités ordinaires[1)]	**6 549**	6 455	**10 769**	12 878
Marchandises achetées[1)]	**5 384**	5 838	**8 702**	11 844
Marge brute	**1 165**	617	**2 067**	1 034
Ajouter (déduire) :				
(Profit) perte lié à la détention de stocks	**(152)**	62	**(609)**	85
Marge brute ajustée	**1 013**	679	**1 458**	1 119
Total des intrants traités (kb/j)	**372,9**	594,2	**366,4**	587,6
Marge de raffinage ajutée ($/b)	**29,83**	12,57	**21,97**	10,53
Capacité opérationnelle (kb/j)	**364,8**	612,3	**364,8**	612,3
Capacité opérationnelle par référence régionale (%)				
Pondération des marges de craquage 3-2-1 à Chicago	**88**	81	**88**	81
Pondération des marges de craquage 3-2-1 du groupe 3	**12**	19	**12**	19
Prix de référence et taux de change				
Marges de craquage 3-2-1 à Chicago ($ US/b)	**46,54**	21,64	**32,04**	17,66
Marges de craquage 3-2-1 du groupe 3 ($ US/b)	**41,45**	23,07	**29,31**	19,77
NIR ($ US/b)	**13,78**	6,12	**11,25**	5,44
Taux moyen $ US/$ CA	**0,723**	0,723	**0,726**	0,710
Marge de craquage moyenne pondérée, déduction faite des NIR ($/b)	**44,46**	21,86	**28,18**	17,79
Capture du marché ajustée (%)	**67**	58	**78**	59

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

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 calcul du prix net opérationnel rend compte de notre quote-part des produits et des charges des coentreprises comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. Les prix opérationnels nets pour les secteurs Production extracôtière et la région de l'Asie-Pacifique comprennent HCML, et le prix opérationnel net du secteur Hydrocarbures classiques comprend Duvernay, ce qui correspond à des mesures financières hors PCGR lorsque les postes sont présentés de façon distincte et à des mesures renfermant des mesures financières hors PCGR lorsque ces éléments sont présentés sur une base unitaire.

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 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

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				
Trimestre clos le 30 juin 2026 (en millions de dollars)	**Foster Creek**	**Christina Lake**	**Sunrise**	**Lloydminster[1)]**	**Total – Sables bitumineux[2)]**
Chiffre d'affaires brut	2 147	3 384	664	1 199	**7 394**
Redevances	(539)	(846)	(48)	(167)	**(1 600)**
Produits des activités ordinaires	1 608	2 538	616	1 032	**5 794**
Charges					
Marchandises achetées	—	—	—	—	**—**
Frais de transport et de fluidification	245	266	58	35	**604**
Charges d'exploitation	183	276	95	216	**770**
Prix net opérationnel	1 180	1 996	463	781	**4 420**
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques					**29**
Marge d'exploitation					**4 391**

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	**Ajustements**			
Trimestre clos le 30 juin 2026 (en millions de dollars)	**Total – Sables bitumineux[2)]**	**Condensats**	**Tierces sources**	**Autres[3)]**	**Total – Sables bitumineux[4)]**
Chiffre d'affaires brut	**7 394**	3 820	1 400	201	**12 815**
Redevances	**(1 600)**	—	—	—	**(1 600)**
Produits des activités ordinaires	**5 794**	3 820	1 400	201	**11 215**
Charges					
Marchandises achetées	**—**	—	1 400	130	**1 530**
Frais de transport et de fluidification	**604**	3 820	—	73	**4 497**
Charges d'exploitation	**770**	—	—	(11)	**759**
Prix net opérationnel	**4 420**	—	—	9	**4 429**
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	**29**	—	—	—	**29**
Marge d'exploitation	**4 391**	—	—	9	**4 400**

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 activités intermédiaires, les frais de transport et de fluidification ainsi que les activités de cogénération pour des tiers.
4) Ces montants, exclusion faite du prix net opérationnel, sont présentés à la note 1 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

Trimestre clos le 30 juin 2025 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Lloydminster[1]	Total – Sables bitumineux[2]
Chiffre d'affaires brut	1 275	1 265	317	789	**3 646**
Redevances	(200)	(274)	(16)	(99)	**(589)**
Produits des activités ordinaires	1 075	991	301	690	**3 057**
Charges					
Marchandises achetées	—	—	—	—	**—**
Frais de transport et de fluidification	301	117	70	38	**526**
Charges d'exploitation	202	168	92	239	**701**
Prix net opérationnel	572	706	139	413	**1 830**
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques					**8**
Marge d'exploitation					**1 822**

Trimestre clos le 30 juin 2025 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels Total – Sables bitumineux[2]	Ajustements Condensats	Tierces sources	Autres[3]	Total – Sables bitumineux[4]
Chiffre d'affaires brut	**3 646**	1 989	769	106	**6 510**
Redevances	**(589)**	—	—	—	**(589)**
Produits des activités ordinaires	**3 057**	1 989	769	106	**5 921**
Charges					
Marchandises achetées	**—**	—	769	87	**856**
Frais de transport et de fluidification	**526**	1 989	—	20	**2 535**
Charges d'exploitation	**701**	—	—	(1)	**700**
Prix net opérationnel	**1 830**	—	—	—	**1 830**
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	**8**	—	—	—	**8**
Marge d'exploitation	**1 822**	—	—	—	**1 822**

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 construction ainsi que les frais de transport et de fluidification.
4) Ces montants, exclusion faite du prix net opérationnel, sont présenté à la note 1 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

Semestre clos le 30 juin 2026 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Lloydminster[1]	Total – Sables bitumineux[2]
Chiffre d'affaires brut	3 903	5 824	1 098	2 063	**12 888**
Redevances	(872)	(1 365)	(59)	(238)	**(2 534)**
Produits des activités ordinaires	3 031	4 459	1 039	1 825	**10 354**
Charges					
Marchandises achetées	—	—	—	—	**—**
Frais de transport et de fluidification	496	519	130	69	**1 214**
Charges d'exploitation	393	566	189	442	**1 590**
Prix net opérationnel	2 142	3 374	720	1 314	**7 550**
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques					**52**
Marge d'exploitation					**7 498**

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.

Semestre clos le 30 juin 2026 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements			
	Total – Sables bitumineux[1)]	**Condensats**	**Tierces sources**	**Autres[2)]**	**Total – Sables bitumineux[3)]**
Chiffre d'affaires brut	**12 888**	6 449	1 947	315	**21 599**
Redevances	**(2 534)**	—	—	(6)	**(2 540)**
Produits des activités ordinaires	**10 354**	6 449	1 947	309	**19 059**
Charges					
Marchandises achetées	**—**	—	1 947	200	**2 147**
Frais de transport et de fluidification	**1 214**	6 449	—	117	**7 780**
Charges d'exploitation	**1 590**	—	—	(5)	**1 585**
Prix net opérationnel	**7 550**	—	—	(3)	**7 547**
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	**52**	—	—	—	**52**
Marge d'exploitation	**7 498**	—	—	(3)	**7 495**

1) Comprend le bitume et le pétrole brut lourd.
2) L'élément Autres comprend les activités intermédiaires, les frais de transport et de fluidification ainsi que les activités de cogénération pour des tiers.
3) Ces montants, exclusion faite du prix net opérationnel, sont présentés à la note 1 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

Semestre clos le 30 juin 2025 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				
	Foster Creek	**Christina Lake**	**Sunrise**	**Lloydminster[1)]**	**Total – Sables bitumineux[2)]**
Chiffre d'affaires brut	2 992	2 884	706	1 699	**8 281**
Redevances	(542)	(672)	(36)	(198)	**(1 448)**
Produits des activités ordinaires	2 450	2 212	670	1 501	**6 833**
Charges					
Marchandises achetées	—	—	—	—	**—**
Frais de transport et de fluidification	613	249	150	77	**1 089**
Charges d'exploitation	395	357	170	452	**1 374**
Prix net opérationnel	1 442	1 606	350	972	**4 370**
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques					**—**
Marge d'exploitation					**4 370**

Semestre clos le 30 juin 2025 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements			
	Total – Sables bitumineux[2)]	**Condensats**	**Tierces sources**	**Autres[3)]**	**Total – Sables bitumineux[4)]**
Chiffre d'affaires brut	**8 281**	4 564	1 322	200	**14 367**
Redevances	**(1 448)**	—	—	(2)	**(1 450)**
Produits des activités ordinaires	**6 833**	4 564	1 322	198	**12 917**
Charges					
Marchandises achetées	**—**	—	1 322	166	**1 488**
Frais de transport et de fluidification	**1 089**	4 564	—	33	**5 686**
Charges d'exploitation	**1 374**	—	—	3	**1 377**
Prix net opérationnel	**4 370**	—	—	(4)	**4 366**
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	**—**	—	—	—	**—**
Marge d'exploitation	**4 370**	—	—	(4)	**4 366**

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 brut lourd.
3) L'élément Autres comprend les coûts de construction ainsi que les frais de transport et de fluidification.
4) Ces montants, exclusion faite du prix net opérationnel, sont présentés à la note 1 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

Hydrocarbures classiques

Trimestre clos le 30 juin 2026 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements		
	Hydrocarbures classiques[1)]	**Tierces sources**	**Autres[1), 2)]**	**Hydrocarbures classiques[3)]**
Chiffre d'affaires brut	**329**	548	29	**906**
Redevances	**(38)**	—	1	**(37)**
Produits des activités ordinaires	**291**	548	30	**869**
Charges				
Marchandises achetées	**—**	548	—	**548**
Frais de transport et de fluidification	**45**	—	33	**78**
Charges d'exploitation	**97**	—	7	**104**
Prix net opérationnel	**149**	—	(10)	**139**
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	**2**	—	(3)	**(1)**
Marge d'exploitation	**147**	—	(7)	**140**

Trimestre clos le 30 juin 2025 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements		
	Hydrocarbures classiques[1)]	**Tierces sources**	**Autres[1), 2)]**	**Hydrocarbures classiques[3)]**
Chiffre d'affaires brut	**264**	256	29	**549**
Redevances	**(13)**	—	1	**(12)**
Produits des activités ordinaires	**251**	256	30	**537**
Charges				
Marchandises achetées	**—**	256	(1)	**255**
Frais de transport et de fluidification	**58**	—	25	**83**
Charges d'exploitation	**108**	—	7	**115**
Prix net opérationnel	**85**	—	(1)	**84**
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	**—**	—	—	**—**
Marge d'exploitation	**85**	—	(1)	**84**

1) 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 du prix net opérationnel, sont présentés à la note 1 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

Semestre clos le 30 juin 2026 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements		
	Hydrocarbures classiques[1)]	**Tierces sources**	**Autres[1), 2)]**	**Hydrocarbures classiques[3)]**
Chiffre d'affaires brut	**703**	1 171	69	**1 943**
Redevances	**(57)**	—	2	**(55)**
Produits des activités ordinaires	**646**	1 171	71	**1 888**
Charges				
Marchandises achetées	**—**	1 171	—	**1 171**
Frais de transport et de fluidification	**91**	—	72	**163**
Charges d'exploitation	**201**	—	13	**214**
Prix net opérationnel	**354**	—	(14)	**340**
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	**(8)**	—	(3)	**(11)**
Marge d'exploitation	**362**	—	(11)	**351**

1) 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 du prix net opérationnel, sont présentés à la note 1 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

Semestre clos le 30 juin 2025 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels Hydrocarbures classiques[1)]	Ajustements Tierces sources	Ajustements Autres[1), 2)]	Hydrocarbures classiques[3)]
Chiffre d'affaires brut	**643**	790	60	**1 493**
Redevances	**(33)**	—	1	**(32)**
Produits des activités ordinaires	**610**	790	61	**1 461**
Charges				
Marchandises achetées	**—**	790	—	**790**
Frais de transport et de fluidification	**119**	—	54	**173**
Charges d'exploitation	**230**	—	12	**242**
Prix net opérationnel	**261**	—	(5)	**256**
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	**(1)**	—	—	**(1)**
Marge d'exploitation	**262**	—	(5)	**257**

1) 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.

Production extracôtière

Trimestre clos le 30 juin 2026 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels Région de l'Atlantique	Chine	Indonésie[1)]	Total – Région de l'Asie-Pacifique	Total – production extracôtière	Ajustements Ajustements selon la méthode de mise en équivalence[1)]	Autres[2)]	Total – production extracôtière[3)]
Chiffre d'affaires brut	218	292	85	**377**	**595**	(85)	—	**510**
Redevances	(2)	(22)	(22)	**(44)**	**(46)**	22	—	**(24)**
Produits des activités ordinaires	216	270	63	**333**	**549**	(63)	—	**486**
Charges								
Marchandises achetées	—	—	—	**—**	**—**	—	(4)	**(4)**
Frais de transport et de fluidification	7	—	—	**—**	**7**	—	—	**7**
Charges d'exploitation	74	28	13	**41**	**115**	(12)	5	**108**
Prix net opérationnel	135	242	50	**292**	**427**	(51)	(1)	**375**
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques					**—**	—	—	**—**
Marge d'exploitation					**427**	(51)	(1)	**375**

Trimestre clos le 30 juin 2025 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels Région de l'Atlantique	Chine	Indonésie[1)]	Total – Région de l'Asie-Pacifique	Total – production extracôtière	Ajustements Ajustements selon la méthode de mise en équivalence[1)]	Autres[2)]	Total – production extracôtière[3)]
Chiffre d'affaires brut	72	263	86	**349**	**421**	(86)	—	**335**
Redevances	—	(20)	(21)	**(41)**	**(41)**	21	—	**(20)**
Produits des activités ordinaires	72	243	65	**308**	**380**	(65)	—	**315**
Charges								
Marchandises achetées	—	—	—	**—**	**—**	—	—	**—**
Frais de transport et de fluidification	3	—	—	**—**	**3**	—	—	**3**
Charges d'exploitation	45	30	15	**45**	**90**	(12)	3	**81**
Prix net opérationnel	24	213	50	**263**	**287**	(53)	(3)	**231**
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques					**—**	—	—	**—**
Marge d'exploitation					**287**	(53)	(3)	**231**

1) Produits et charges liés à la coentreprise HCML.
2) Comprennent 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.

Semestre clos le 30 juin 2026 (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	461	589	167	**756**	**1 217**	(167)	9	**1 059**
Redevances	(4)	(45)	(42)	**(87)**	**(91)**	42	—	**(49)**
Produits des activités ordinaires	457	544	125	**669**	**1 126**	(125)	9	**1 010**
Charges								
Marchandises achetées	—	—	—	**—**	**—**	—	—	**—**
Frais de transport et de fluidification	14	—	—	**—**	**14**	—	—	**14**
Charges d'exploitation	156	56	26	**82**	**238**	(23)	4	**219**
Prix net opérationnel	287	488	99	**587**	**874**	(102)	5	**777**
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques					**—**	—	—	**—**
Marge d'exploitation					**874**	(102)	5	**777**

Semestre clos le 30 juin 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)]**	**Autres[2)]**	**Total – production extracôtière[3)]**
Chiffre d'affaires brut	218	568	175	**743**	**961**	(175)	—	**786**
Redevances	(2)	(43)	(48)	**(91)**	**(93)**	48	—	**(45)**
Produits des activités ordinaires	216	525	127	**652**	**868**	(127)	—	**741**
Charges								
Marchandises achetées	—	—	—	**—**	**—**	—	—	**—**
Frais de transport et de fluidification	9	—	—	**—**	**9**	—	—	**9**
Charges d'exploitation	109	53	30	**83**	**192**	(25)	3	**170**
Prix net opérationnel	98	472	97	**569**	**667**	(102)	(3)	**562**
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques					**—**	—	—	**—**
Marge d'exploitation					**667**	(102)	(3)	**562**

1) Produits et charges liés à la coentreprise HCML.
2) Comprennent 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.

Volumes de vente en amont[1)]

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

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(kbep/j)	**2026**	2025	**2026**	2025
Sables bitumineux[2)]				
Foster Creek	**208,4**	179,8	**217,6**	199,1
Christina Lake	**372,9**	212,2	**360,9**	225,8
Sunrise	**71,5**	49,8	**65,2**	49,6
Lloydminster	**130,6**	124,5	**130,6**	126,3
Total – Sables bitumineux	**783,4**	566,3	**774,3**	600,8
Hydrocarbures classiques[3)]	**116,6**	119,8	**118,6**	121,8
Production extracôtière				
Région de l'Atlantique	**14,7**	7,9	**18,9**	11,8
Région de l'Asie-Pacifique				
Chine	**37,1**	37,9	**39,4**	39,8
Indonésie[4)]	**14,1**	15,9	**14,8**	15,6
Total – Région de l'Asie-Pacifique	**51,2**	53,8	**54,2**	55,4
Total – production extracôtière	**65,9**	61,7	**73,1**	67,2

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) 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.