



RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes closes le 30 septembre 2021

APERÇU DE CENOVUS	3
APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE	6
RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS	8
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	16
SECTEURS À PRÉSENTER	19
SECTEURS EN AMONT	19
SABLES BITUMINEUX	19
HYDROCARBURES CLASSIQUES	27
PRODUCTION EXTRACÔTIÈRE	29
SECTEURS EN AVAL	33
FABRICATION AU CANADA	33
FABRICATION AUX ÉTATS-UNIS	35
VENTE	37
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	38
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	40
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE	46
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	47
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE	47
PERSPECTIVES	48
MISE EN GARDE	54
ABRÉVIATIONS	57
RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS	58

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus », « nous », « notre », « nos » ou la « société », c'est-à-dire Cenovus Energy Inc., ses filiales et les participations qu'elle ou ses filiales détiennent), daté du 2 novembre 2021, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 30 septembre 2021 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires »), les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2020 et les notes annexes (les « états financiers consolidés ») et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2020 (le « rapport de gestion annuel »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 2 novembre 2021, 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 examine les rapports de gestion intermédiaires et le rapport de gestion annuel et en recommande l'approbation au conseil d'administration de Cenovus (le « conseil »). Des renseignements supplémentaires sur Cenovus, notamment ses rapports trimestriels et annuels, sa notice annuelle et le formulaire 40-F qui la concerne, peuvent être consultés sur SEDAR, à l'adresse sedar.com, sur EDGAR, à l'adresse sec.gov et sur le site Web de la société, à l'adresse cenovus.com. L'information sur notre site Web ou qui y est reliée, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie du rapport de gestion.

Le 1^{er} janvier 2021, aux termes d'un plan d'arrangement conclu conformément à la loi albertaine intitulée Business Corporations Act, Husky Energy Inc. (« Husky ») est devenue une filiale entièrement détenue de Cenovus. Husky a par la suite été regroupée avec Cenovus le 31 mars 2021 (le « regroupement ») en vertu de la Loi canadienne sur les sociétés par actions et a cessé de produire des déclarations distinctes à titre d'émetteur assujetti. Sauf si le contexte l'exige autrement, toute mention de Husky aux présentes désigne l'entreprise elle-même et ses activités avant le regroupement. Par suite de son acquisition de Husky et en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables, Cenovus a déposé le 26 mars 2021 une déclaration d'acquisition d'entreprise contenant les états financiers pro forma de la société combinée au 31 décembre 2020. Des renseignements supplémentaires sur les activités et les actifs de Husky au 31 décembre 2020 figurent dans la notice annuelle de Husky, datée du 8 février 2021, pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (la « notice annuelle de Husky ») ainsi que dans le rapport de gestion de Husky pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (le « rapport de gestion de Husky »). Ces deux documents ont été déposés sur SEDAR et peuvent être consultés sous le profil de Husky, à l'adresse sedar.com.

Mode de présentation

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

Mesures hors PCGR et autres totaux partiels

Certaines mesures financières qui figurent dans le présent document, notamment les prix nets opérationnels, les fonds provenant de l'exploitation ajustés, les fonds provenant de l'exploitation disponibles, la dette nette, les capitaux permanents et le bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté (le « BAIIA ajusté »), ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les IFRS et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. En outre, la marge d'exploitation est un total partiel présenté à la note 1 de nos états financiers consolidés intermédiaires. Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des mesures supplémentaires afin qu'ils puissent analyser l'information sur notre liquidité et notre capacité à dégager des fonds pour financer nos activités. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni en substitut des mesures préparées selon les IFRS. La définition de chaque mesure hors PCGR ou autre total partiel et son rapprochement, s'il y a lieu, sont fournis dans les rubriques « Résultats d'exploitation et résultats financiers », « Situation de trésorerie et sources de financement » ou « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

APERÇU DE CENOVUS

Nous sommes une société énergétique canadienne intégrée dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta. Nos actions ordinaires et nos bons de souscription sont cotés à la Bourse de Toronto (« TSX ») et à celle de New York (« NYSE »). Nos actions privilégiées rachetables par anticipation à dividende cumulatif des séries 1, 2, 3, 5 et 7 sont cotées à la TSX. Nous sommes le troisième producteur canadien de pétrole brut et de gaz naturel en importance et la deuxième entreprise installée au Canada de raffinage et de valorisation menant des activités au Canada, aux États-Unis et dans la région de l'Asie-Pacifique, par sa taille. Nos activités en amont comprennent des projets de sables bitumineux dans le nord de l'Alberta, des projets de pétrole brut classique, de gaz naturel et de liquides du gaz naturel (« LGN ») produits par méthode thermique dans l'Ouest canadien, la production de pétrole brut au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador et la production de gaz naturel et de LGN au large des côtes chinoises et indonésiennes. Nos activités en aval comprennent la valorisation, le raffinage et la vente au détail au Canada et aux États-Unis.

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

Au trimestre clos le 30 septembre 2021, la production de pétrole brut de nos actifs de sables bitumineux s'est établie en moyenne à 597,0 milliers de barils par jour, ce qui cadre dans l'ensemble avec notre production de pétrole brut en aval de 554,1 milliers de barils par jour. La production totale en amont s'est élevée en moyenne à 804,8 milliers de barils d'équivalent de pétrole (« bep ») par jour.

En cumul depuis le début de l'exercice, la production de pétrole brut de nos actifs de sables bitumineux s'est établie en moyenne à 566,8 milliers de barils par jour, et notre production de pétrole brut en aval, à 521,0 milliers de barils par jour. La production totale en amont s'est élevée en moyenne à 780,1 milliers de bep par jour.

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

Arrangement conclu entre Cenovus et Husky

Le 1^{er} janvier 2021, Cenovus et Husky Energy Inc. (« Husky ») ont clôturé le regroupement des deux entreprises dans le cadre d'un plan d'arrangement (l'« arrangement ») en vertu duquel Cenovus a acquis la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de Husky en échange d'actions ordinaires et de bons de souscription d'actions ordinaires de Cenovus. De plus, la totalité des actions privilégiées émises et en circulation de Husky a été échangée contre des actions privilégiées de Cenovus selon des modalités essentiellement identiques.

Cet arrangement a donné lieu au regroupement d'actifs de sables bitumineux et de pétrole lourd de grande qualité, d'actifs en aval et d'une vaste infrastructure de commercialisation, d'approvisionnement et de logistique qui permettra d'optimiser les marges réalisées sur la chaîne de valeur du pétrole lourd. Grâce à la combinaison de la capacité de traitement et de l'accès à des marchés à l'extérieur de l'Alberta pour la plus grande partie de la production de pétrole lourd et de celle tirée des sables bitumineux de la société, nous avons réduit notre exposition aux écarts de prix du pétrole lourd de l'Alberta tout en conservant notre exposition aux prix mondiaux des marchandises.

Notre stratégie

Notre stratégie consiste encore essentiellement à maximiser la valeur pour les actionnaires en réduisant notre structure de coûts et en réalisant les meilleures marges bénéficiaires sur nos produits. Notre portefeuille diversifié et intégré nous aidera à générer des flux de trésorerie stables tout au long des cycles de prix, tout en assurant la sécurité et la fiabilité de nos activités. La société dispose d'un portefeuille d'actifs possédant un avantage en matière de coûts et de marché, et vise en priorité les fonds provenant de l'exploitation disponibles, la vigueur du bilan et le rendement pour les actionnaires. Nous demeurons axés sur la réduction de la dette nette (telle qu'elle est définie dans le présent rapport de gestion) et sur la croissance durable du rendement pour les actionnaires. Nous estimons que le maintien d'une solide situation financière permettra à Cenovus de faire face à la volatilité des prix des marchandises.

Selon notre cadre financier, notre dette nette cible intermédiaire est fixée à 10 G\$ et, à long terme, à 8 G\$ ou moins, ce qui correspond à un ratio dette nette/BAlIA ajusté cible inférieur à 2,0 x en creux de cycle, selon un prix du West Texas Intermediate (« WTI ») d'environ 45 \$ US le baril. Nous entendons recourir à notre méthode de répartition des capitaux pour mesurer l'approche disciplinée en matière d'investissements que nous préconisons à l'égard de notre portefeuille à l'aune des versements de dividendes, des rachats d'actions et de la gestion d'un niveau d'endettement optimal tout en conservant une excellente notation de crédit. Les facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (« ESG ») sont intégrés à notre cadre financier et notre plan d'affaires. Notre approche en matière d'investissement se concentrera sur les secteurs où, à notre avis, nous disposons du meilleur avantage concurrentiel pour dégager les rendements les plus élevés.

Le 28 janvier 2021, nous avons rendu public notre budget 2021, axé sur les investissements de maintien et la génération de fonds provenant de l'exploitation disponibles qui renforceront notre bilan, et ce, encore plus rapidement grâce aux synergies découlant de la transaction pour l'ensemble de l'organisation. Nos objectifs pour 2021, datés du 28 juillet 2021, peuvent être consultés sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

Nos activités

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

Secteurs en amont

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

Secteurs en aval

- **Fabrication au Canada**, qui comprend le complexe de valorisation et de raffinage d'asphalte de Lloydminster que la société détient et exploite pour la valorisation du pétrole lourd en pétrole brut synthétique, carburant diesel, asphalte et autres produits connexes. Cenovus cherche à maximiser la valeur par baril de sa production de pétrole lourd grâce à son réseau intégré d'actifs. De plus, Cenovus est propriétaire-exploitant du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim et de deux usines d'éthanol. Cenovus commercialise également sa production et des volumes de pétrole brut synthétique, d'asphalte et de produits connexes de tiers.
- **Fabrication aux États-Unis**, qui comprend les activités de raffinage du pétrole brut nécessaires à la production de carburant diesel, d'essence, de carburéacteur, d'asphalte et d'autres produits à la raffinerie de Lima et à la raffinerie de Superior entièrement détenues, aux raffineries de Wood River et de Borger (détenues conjointement avec l'exploitant Phillips 66) et à la raffinerie de Toledo (détenue conjointement avec l'exploitant BP Products North America Inc. (« BP »)). Cenovus commercialise également ses propres volumes de produits raffinés du pétrole et ceux de tiers, dont l'essence, le diesel et le carburéacteur.
- **Vente**, qui comprend la commercialisation de nos propres volumes de produits raffinés de pétrole et de volumes de tiers, dont l'essence et le diesel, au moyen de points de vente au détail, de vente commerciale et de vente en gros ainsi que de réseaux de vente en gros au Canada.

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

Pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour les secteurs opérationnels de la période considérée, les informations suivantes des périodes comparatives antérieures au 1^{er} janvier 2021 ont été reclassées :

- Les activités d'optimisation des marchés de la Société, auparavant présentées dans le secteur Raffinage et commercialisation, ont été reclassées dans les secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques.
- Les résultats du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim, auparavant présentés dans le secteur Raffinage et commercialisation, ont été reclassés dans le secteur Fabrication au Canada.
- Les activités de raffinage menées aux États-Unis avec l'exploitant Phillips 66, auparavant présentées dans le secteur Raffinage et commercialisation, ont été reclassées dans le secteur Fabrication aux États-Unis.
- Les profits et pertes latents liés à la gestion des risques de la société, auparavant présentés dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations, ont été reclassés dans le secteur à présenter auquel se rapportent les instruments dérivés.

L'arrangement a été comptabilisé au moyen de la méthode de l'acquisition conformément à IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*. Selon cette méthode, les actifs et les passifs sont évalués à leur juste valeur à la date de l'acquisition, exception faite de l'impôt sur le résultat, de la rémunération fondée sur des actions, des obligations locatives et des actifs au titre de droits d'utilisation. La contrepartie totale a été attribuée aux immobilisations corporelles et incorporelles acquises et aux passifs repris. Les chiffres des périodes comparatives du présent rapport de gestion incluent les résultats de Cenovus avant la clôture de l'arrangement, le 1^{er} janvier 2021, et ne tiennent compte d'aucune donnée historique de Husky.

La répartition du prix d'achat provisoire est établie d'après la meilleure estimation de la direction des actifs acquis et des passifs repris. La société finalisera la valeur des actifs nets acquis avant le 31 décembre 2021, et des ajustements visant les estimations initiales, notamment le goodwill, pourraient être requis. Au 30 septembre 2021, aucun ajustement important n'avait été apporté à la répartition du prix d'achat provisoire.

APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE

Au cours du troisième trimestre, nous avons poursuivi sur la lancée de notre solide rendement opérationnel du premier semestre de 2021, en mettant l'accent sur la santé et la sécurité tout en maintenant notre structure de coûts comportant un faible coût en capital et des charges d'exploitation peu élevées. Nos solides résultats financiers, qui sont attribuables essentiellement à nos actifs existants et à l'amélioration du contexte des prix des marchandises, nous ont aidés à réduire notre dette nette de 1,4 G\$ au cours du trimestre clos le 30 septembre 2021. Depuis la conclusion de l'arrangement, nous avons réduit notre dette nette de 2,1 G\$.

Aperçu des résultats trimestriels

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de neuf mois closes les										
	30 septembre			2021			2020			2019	
	2021	2020	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Volumes de production¹⁾ (kbep/j)	780,1	473,3	804,8	765,9	769,3	467,2	471,8	465,4	482,6	467,4	448,5
Production de pétrole brut²⁾ (kb/j)	521,0	191,5	554,1	539,0	469,1	169,0	191,1	162,3	221,1	227,9	232,4
Produits des activités ordinaires³⁾	32 425	9 794	12 698	10 577	9 150	3 426	3 659	2 174	3 961	4 838	4 736
Marge d'exploitation⁴⁾	6 773	296	2 710	2 184	1 879	625	594	291	(589)	864	1 080
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 735	23	2 138	1 369	228	250	732	(834)	125	740	834
Fonds provenant de l'exploitation ajustés⁵⁾	5 300	(216)	2 342	1 817	1 141	333	407	(469)	(154)	679	917
Résultat net	995	(2 226)	551	224	220	(153)	(194)	(235)	(1 797)	113	187
Par action – de base (\$) 0,48	(1,81)	0,27	0,11	0,10	(0,12)	(0,16)	(0,19)	(1,46)	0,09	0,15	
Par action – dilué (\$) 0,47	(1,81)	0,27	0,11	0,10	(0,12)	(0,16)	(0,19)	(1,46)	0,09	0,15	
Dépenses d'investissement⁶⁾	1 728	599	647	534	547	242	148	147	304	317	294
Dette nette⁷⁾	11 024	7 530	11 024	12 390	13 340	7 184	7 530	8 232	7 421	6 513	6 802
Dividendes en numéraire											
Actions ordinaires 106	77	35	36	35	—	—	—	77	77	60	
Par action ordinaire (\$) 0,0525	0,0625	0,0175	0,0175	0,0175	—	—	—	0,0625	0,0625	0,0500	
Actions privilégiées 26	—	9	8	9	—	—	—	—	—	—	

- 1) Pour un résumé de la production totale en amont par type de produit, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion.
- 2) Représente la participation nette de Cenovus dans les activités de raffinage. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités en fonction de la participation nette de Cenovus.
- 3) Les chiffres des périodes comparatives ont été présentés à nouveau pour que soit pris en compte le reclassement d'une partie des réductions de valeur des stocks dans les redevances.
- 4) Total partiel présenté à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires et défini dans le présent rapport de gestion.
- 5) Mesure hors PCGR définie dans le présent rapport de gestion. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour que leur présentation soit conforme à la définition du présent rapport de gestion.
- 6) Comprendent les dépenses liées aux immobilisations corporelles et aux actifs de prospection et d'évaluation.
- 7) Mesure hors PCGR définie dans le présent rapport de gestion. Comprend la dette à long terme et les emprunts à court terme repris à leur juste valeur de 6,6 G\$ dans le cadre de l'arrangement.

Les prix du pétrole brut et les marges de craquage ont continué de s'améliorer au troisième trimestre par rapport au deuxième trimestre et aux neuf premiers mois de 2020. L'augmentation de la demande mondiale de pétrole brut dans un contexte de déploiement d'efforts à l'échelle mondiale pour administrer des vaccins contre la COVID-19, de reprise économique et de baisse des stocks de pétrole brut a occasionné une amélioration des prix des marchandises.

Sur le plan de l'exploitation, les variables d'exploitation sur lesquelles la direction exerce un contrôle ont été très positives. Notre production en amont s'est établie en moyenne à 804,8 milliers de bep par jour au troisième trimestre, comparativement à 471,8 milliers de bep par jour au trimestre correspondant de 2020. La production des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement s'est établie en moyenne à 295,0 milliers de bep par jour durant le trimestre.

Notre production de pétrole brut en aval s'est chiffrée en moyenne à 554,1 milliers de barils par jour au troisième trimestre, contre 191,1 milliers de barils par jour au troisième trimestre de 2020. Les actifs acquis dans le cadre de l'arrangement ont produit en moyenne 342,4 milliers de barils par jour de pétrole brut au troisième trimestre.

Au troisième trimestre, nous avons engagé des dépenses d'intégration de 60 M\$, dont des dépenses d'investissement de 15 M\$. En cumul depuis le début de l'exercice, les dépenses d'intégration, y compris les dépenses d'investissement, s'établissent à environ 351 M\$ sur les 400 M\$ à 450 M\$ prévus pour 2021, étant donné que les travaux d'intégration se poursuivront tout au long de l'exercice.

Au troisième trimestre, nous avons :

- dégagé des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 2,1 G\$. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés du trimestre se sont établis à 2,3 G\$ et les dépenses d'investissement à 647 M\$, ce qui a donné lieu à des fonds provenant de l'exploitation disponibles de 1,7 G\$;
- dégagé une marge d'exploitation de 2,7 G\$, comparativement à 594 M\$ au troisième trimestre de 2020, en raison surtout de la hausse des prix de vente moyens réalisés sur le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel, de l'accroissement des marges de craquage, de l'augmentation des volumes de vente des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement et de l'augmentation de la production de Foster Creek et de Christina Lake;
- réduit notre dette nette de 1,4 G\$;
- atteint un taux de production record pour une même journée à Foster Creek et à Christina Lake.

Au cours du trimestre, nous avons conclu une entente visant la vente de 50 millions d'actions de Headwater Exploration Inc. (« Headwater ») pour un produit brut total de 228 M\$. La transaction s'est clôturée en octobre.

Par ailleurs, au cours du troisième trimestre, nous avons conclu des ventes préalablement annoncées d'actifs du secteur Hydrocarbures classiques situés dans les secteurs d'East Clearwater et de Kaybob pour un produit brut de 82 M\$, sur un produit brut global d'environ 110 M\$, le reste de ces ventes s'étant conclues en octobre.

Au cours du troisième trimestre, nous avons restructuré notre participation dans la région de l'Atlantique. Nous avons conclu une entente avec nos partenaires du champ Terra Nova afin d'augmenter notre participation directe. Le projet de prolongement de la durée d'utilité de Terra Nova ira de l'avant, ce qui permettra de prolonger la durée d'utilité de cet actif jusqu'en 2033. La production, qui est suspendue depuis 2019, devrait reprendre avant la fin de 2022. Nous avons également conclu une entente avec notre partenaire du champ White Rose afin de réduire notre participation directe, dans l'éventualité où le redémarrage du projet West White Rose serait autorisé.

En septembre, nous avons émis des billets de 10 ans et de 30 ans totalisant 1,25 G\$ US, et nous avons utilisé ce produit ainsi que des fonds en caisse pour racheter environ 1,7 G\$ US du capital de nos billets en circulation. Nous avons racheté une autre tranche de 425 M\$ US du capital de nos billets en circulation en octobre. Ces transactions ont permis de réduire notre dette totale d'environ 900 M\$ US, ce qui nous permettra de diminuer considérablement notre charge d'intérêts dans l'avenir et prolongera le profil de maturité de notre dette actuelle. Ces transactions, combinées à nos marges de crédit mises à jour, nous permettront de réduire notre risque de financement à court terme.

Depuis l'arrangement, nous avons réduit notre dette nette de 2,1 G\$ pour la ramener à 11,0 G\$ le 30 septembre 2021. Alors que nous nous approchons de notre cible de dette nette de 10,0 G\$, nous sommes en mesure d'accroître notre affectation des flux de trésorerie disponibles aux rendements pour les actionnaires.

Le 2 novembre 2021, le conseil d'administration de la société a approuvé le dépôt d'une demande auprès de la TSX pour la mise en œuvre d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant à racheter jusqu'à 146,5 millions d'actions ordinaires de la société.

Le 2 novembre 2021, le conseil d'administration de la société a déclaré un dividende pour le quatrième trimestre de 0,035 \$ par action ordinaire, payable le 31 décembre 2021 aux actionnaires ordinaires inscrits le 15 décembre 2021. Il s'agit d'une augmentation de 0,0175 \$ par action ordinaire par rapport aux dividendes déclarés et versés au troisième trimestre de 2021.

Nous prévoyons que nos dépenses d'investissement totales se situeront entre 2,3 G\$ et 2,7 G\$ en 2021, ce qui comprend un montant de 520 M\$ à 570 M\$ (à l'exclusion du produit d'assurance) pour la reconstruction de la raffinerie Superior. Nous continuerons de démontrer de la rigueur dans nos dépenses d'investissement. Nos objectifs datés du 28 juillet 2021 peuvent être consultés sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

Cenovus reste déterminée à protéger la santé et la sécurité de son personnel et du grand public tout en rendant des services essentiels. Des mesures de distanciation physique et d'autres protocoles sont toujours en place pour assurer la santé et la sécurité de nos employés et atténuer le risque de propagation de la COVID-19 dans nos espaces de travail. Nous continuons de surveiller l'évolution de la pandémie pour y réagir en temps voulu. Les mesures de télétravail sont demeurées en place au cours du trimestre pour tout le personnel non essentiel de nos bureaux et lieux de travail combinés en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba et le resteront, sous réserve d'un nouvel examen de la situation. Tous nos établissements continueront de suivre les directives des autorités sanitaires locales en matière de lutte contre la COVID-19 en milieu de travail. Le nombre d'employés sur les lieux de travail et dans les bureaux a toujours respecté, et continuera de le faire, les directives reçues des gouvernements provinciaux, des États et fédéraux ainsi que des autorités locales et de santé publique.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2021	Variation (%)	2020	2021	Variation (%)	2020
Volumes de production en amont par secteur						
Sables bitumineux (kb/j)						
Foster Creek	187,1	13	165,0	169,1	3	164,9
Christina Lake	242,5	10	221,0	232,0	7	217,1
Sunrise ¹⁾	28,3	—	—	26,1	—	—
Production par méthode thermique à Lloydminster	98,0	—	—	97,3	—	—
Tucker	20,6	—	—	21,7	—	—
Production à froid et récupération assistée à Lloydminster	20,5	—	—	20,6	—	—
Total – pétrole brut tiré des sables bitumineux²⁾	597,0	55	386,0	566,8	48	382,0
Gaz naturel tiré des sables bitumineux³⁾ (Mpi³/j)	11,9	—	—	12,7	—	—
Hydrocarbures classiques⁴⁾ (kbep/j)	132,0	54	85,9	136,4	50	91,2
Production extracôtière (kbep/j)						
Région de l'Asie-Pacifique ^{5), 6)}	59,8	—	—	59,5	—	—
Région de l'Atlantique ⁷⁾	13,9	—	—	15,3	—	—
Total – Production extracôtière	73,7	—	—	74,8	—	—
Total – volumes de production (kbep/j)	804,8	71	471,8	780,1	65	473,3
Volumes de production en amont par produit						
Bitume (kb/j)	576,5	49	386,0	546,2	43	382,0
Pétrole brut lourd (kb/j)	19,3	—	—	19,4	—	—
Pétrole brut léger et moyen (kb/j)	23,8	217	7,5	25,3	233	7,6
LGN (kb/j)	35,5	94	18,3	39,3	97	19,9
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	897,9	149	360,1	899,5	135	382,3
Total – volumes de production (kbep/j)	804,8	71	471,8	780,1	65	473,3
Total – volumes de vente en amont⁸⁾ (kbep/j)	728,1	70	428,7	694,5	64	423,7
Fabrication en aval – production de pétrole brut						
Fabrication au Canada (kb/j)						
Usine de valorisation de Lloydminster	81,2	—	—	78,6	—	—
Raffinerie de Lloydminster	27,1	—	—	27,4	—	—
Total – Fabrication au Canada	108,3	—	—	106,0	—	—
Fabrication aux États-Unis (kb/j)						
Raffinerie de Lima	163,1	—	—	149,6	—	—
Raffineries de Wood River et de Borger ¹⁾	211,7	11	191,1	197,1	3	191,5
Raffinerie de Toledo ¹⁾	71,0	—	—	68,3	—	—
Total – Fabrication aux États-Unis	445,8	133	191,1	415,0	117	191,5
Total de la production (kb/j)	554,1	190	191,1	521,0	172	191,5
Vente (millions de litres/j)						
Ventes de carburant, y compris en gros	7,3	—	—	6,9	—	—

1) Représente la participation de 50 % de Cenovus dans les activités de Sunrise et les raffineries de Wood River, de Borger et de Toledo.

2) La production tirée des sables bitumineux comprend le bitume, sauf la production à froid et la récupération assistée à Lloydminster, qui comprend la production de pétrole brut moyen et lourd. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, la production de pétrole brut lourd issue de la production à froid et de la récupération assistée à Lloydminster s'est établie à 19,3 milliers de barils par jour et à 19,4 milliers de barils par jour, respectivement. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, la production de pétrole brut moyen issue de la production à froid et de la récupération assistée à Lloydminster s'est établie à 1,2 millier de barils par jour.

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

4) Pour un résumé de la production tirée des hydrocarbures classiques par type de produit, se reporter à section « Résultats d'exploitation » de la rubrique « Hydrocarbures classiques » du présent rapport de gestion.

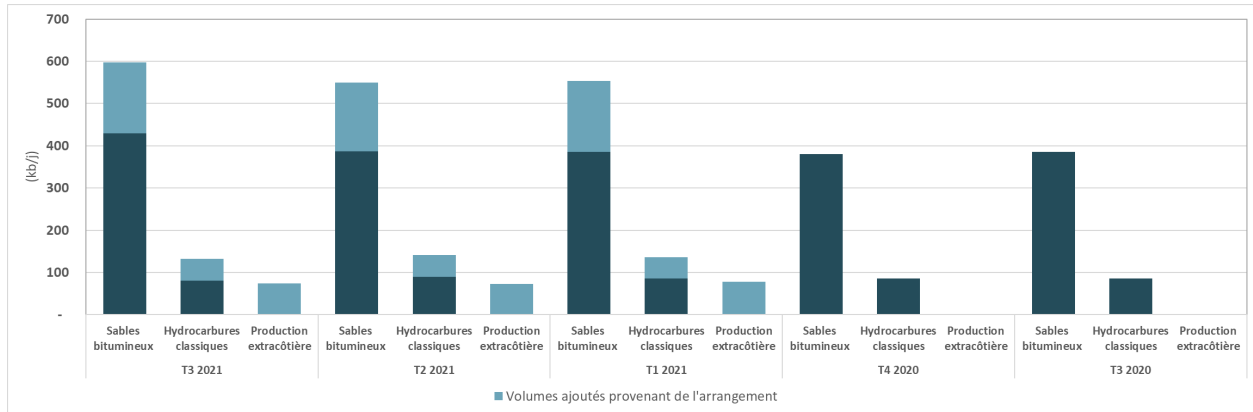
5) Les volumes de production présentés reflètent la participation de 40 % de Cenovus dans le projet gazier Madura-BD. Les produits et charges liés à la coentreprise HCML sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence aux fins des états financiers consolidés.

6) Pour un résumé de la production de l'Asie-Pacifique par type de produit, se reporter à la section « Résultats d'exploitation » de la rubrique « Région de l'Asie-Pacifique » du présent rapport de gestion.

7) Pour un résumé de la production de l'Atlantique par type de produit, se reporter à la section « Résultats d'exploitation » de la rubrique « Région de l'Atlantique » du présent rapport de gestion.

8) Montant duquel ont été déduits les volumes de gaz naturel servant à la consommation interne du secteur Sables bitumineux de 504 Mpi³/j et de 511 Mpi³/j, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 (321 Mpi³/j et 333 Mpi³/j), respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020.

Volumes de production en amont



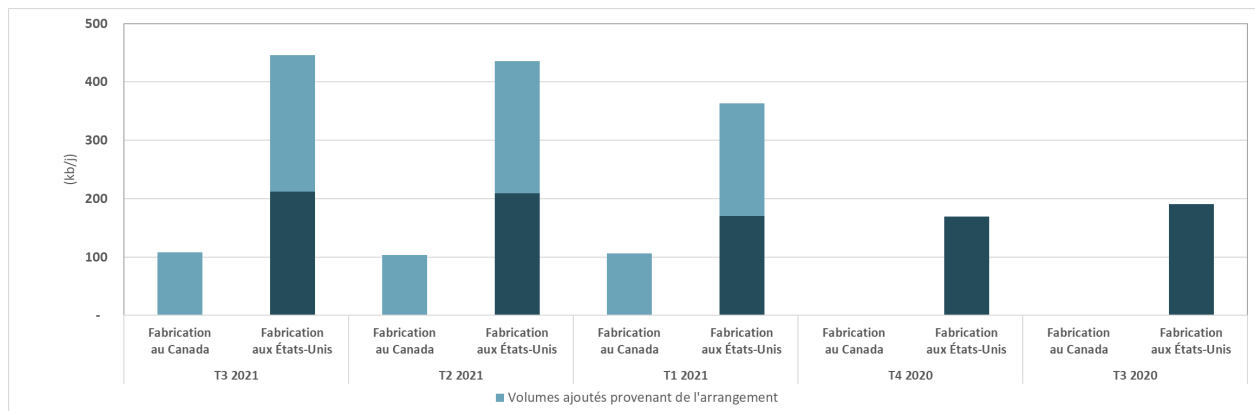
Les actifs de sables bitumineux ont poursuivi sur la lancée du solide rendement du premier semestre de 2021. La production de Foster Creek et de Christina Lake a augmenté par rapport à celle du premier et du deuxième trimestres, et de nouveaux puits sont entrés en production. Ces deux actifs ont atteint une production record en une même journée. La production des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement s'est établie en moyenne à 167,4 milliers de barils par jour au troisième trimestre. Nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster ont continué de donner un bon rendement à l'issue de la mise en œuvre de notre stratégie d'exploitation et de nos techniques de production et de livraison.

La production du secteur Hydrocarbures classiques a diminué au troisième trimestre en raison surtout de la cession d'actifs dans les secteurs d'East Clearwater et de Kaybob qui produisaient environ 11,0 milliers de bep par jour. Les actifs acquis dans le cadre de l'arrangement ont continué d'offrir un bon rendement, leur production s'établissant en moyenne à 51,5 milliers de bep par jour pour le trimestre.

Au troisième trimestre, la production extracôtère est demeurée relativement stable par rapport à celle du premier semestre de 2021. La totalité de la production extracôtère provient d'actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

Fabrication en aval

Production de pétrole brut par secteur



La production de pétrole brut a augmenté au troisième trimestre, le marché des produits raffinés continuant de s'améliorer. Le taux d'utilisation de pétrole brut de nos raffineries aux États-Unis s'est établi en moyenne à 89 % en raison de l'augmentation de la demande, ce facteur ayant été annulé en partie par l'incidence d'interruptions planifiées et non planifiées. L'usine de valorisation de Lloydminster et la raffinerie de Lloydminster ont fonctionné à leur capacité maximale ou presque tout au long des neuf premiers mois de 2021.

Aux raffineries de Wood River et de Borger, la production a été touchée de façon provisoire par l'incidence d'interruptions non planifiées au troisième trimestre.

Nous avons maintenu un débit élevé à la raffinerie de Lima au cours du troisième trimestre. La production a ralenti à la fin de septembre en vue d'une révision devant avoir lieu au quatrième trimestre.

À la raffinerie de Toledo, la production a été optimisée conformément à la demande du marché durant les neuf premiers mois de 2021.

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

Sommaire des résultats financiers consolidés

Marge d'exploitation

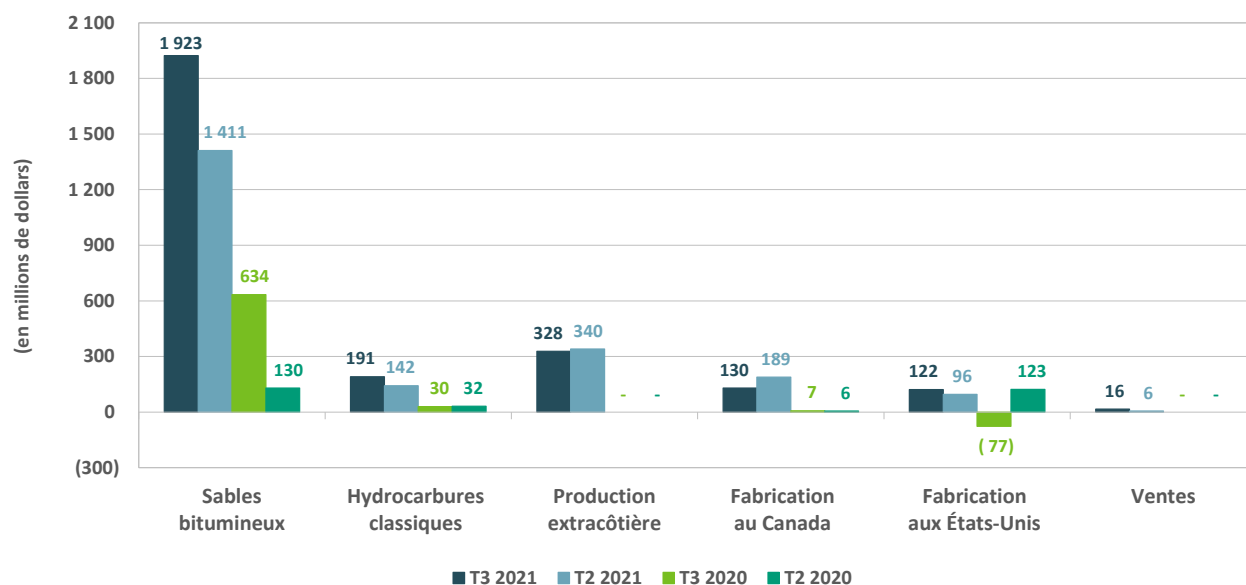
La marge d'exploitation est un total partiel présenté à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'une période à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie des actifs de la société. La marge d'exploitation correspond aux produits des activités ordinaires, déduction faite des produits achetés, des frais de transport et de fluidification et des charges d'exploitation, plus les profits réalisés liés à la gestion des risques, moins les pertes réalisées sur ces opérations. Les éléments du secteur Activités non sectorielles et éliminations sont exclus du calcul de la marge d'exploitation.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020 ¹⁾	2021	2020 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	14 881	3 920	37 939	10 444
Déduire : Redevances	733	153	1 639	228
Produits des activités ordinaires	14 148	3 767	36 300	10 216
Charges				
Produits achetés	7 975	1 444	19 405	4 403
Transport et fluidification	1 941	1 036	5 543	3 615
Charges d'exploitation	1 337	554	3 945	1 680
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	185	139	634	222
Marge d'exploitation	2 710	594	6 773	296

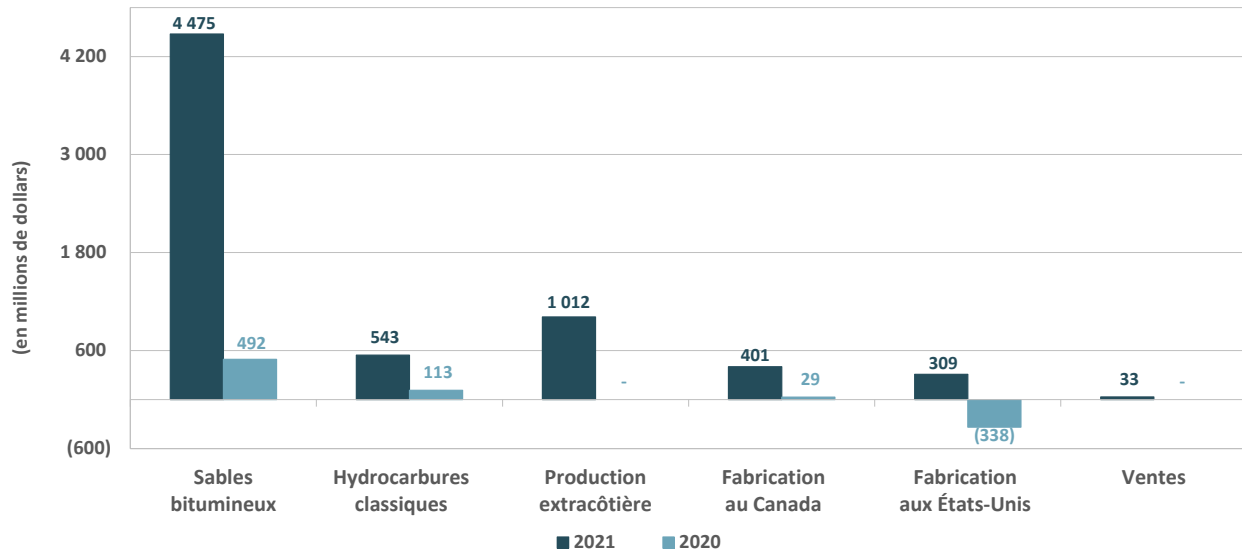
1) Les réductions de valeur des stocks antérieures au 1^{er} janvier 2021 ont été reclassées dans les redevances, les produits achetés, les frais de transport et de fluidification ou les charges d'exploitation afin que leur présentation soit conforme au traitement actuel des réductions de valeur des stocks.

Marge d'exploitation par secteur

Trimestre clos le 30 septembre 2021



Période de neuf mois close le 30 septembre 2021



La marge d'exploitation a augmenté au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre de 2021 par rapport à celle des périodes correspondantes de 2020 principalement en raison des facteurs suivants :

- des prix de vente moyens plus élevés sur le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel en raison de la hausse des prix de référence;
- une augmentation des volumes de vente en amont provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement;
- une augmentation des ventes de Foster Creek et de Christina Lake;
- une hausse de la production de pétrole brut et l'accroissement des marges de craquage dans le secteur Fabrication aux États-Unis.

Cette augmentation de la marge d'exploitation a été en partie annulée par :

- une augmentation des frais de fluidification en raison de la hausse du prix des condensats et des volumes;
- une augmentation des pertes liées à la gestion des risques réalisées imputable à l'écart entre les prix de référence au règlement et les prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques;
- la hausse du coût des numéros d'identification renouvelables (« NIR ») ayant eu une incidence sur notre secteur Fabrication aux États-Unis.

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 du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer la capacité d'une entreprise de financer ses programmes d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières. Ils s'entendent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte non tenu du règlement des passifs relatifs au démantèlement et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. Les éléments hors trésorerie du fonds de roulement sont composés des débiteurs, des stocks (exclusion faite des réductions de valeur hors trésorerie des stocks et de leur reprise), de l'impôt sur le résultat à recouvrer, des créiteurs et du passif d'impôt.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 138	732	3 735	23
(Ajouter) déduire :				
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(38)	(3)	(67)	(36)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(166)	328	(1 498)	275
Fonds provenant de l'exploitation ajustés¹⁾	2 342	407	5 300	(216)

1) Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour que leur présentation soit conforme à la définition des fonds provenant de l'exploitation ajustés de la période considérée.

Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont été plus élevés pour le trimestre clos le 30 septembre 2021 que pour la période correspondante de 2020 en raison de la hausse de la marge d'exploitation susmentionnée. Cette augmentation est en partie annulée par :

- une hausse des charges financières en raison de la charge d'intérêts sur la dette à long terme reprise dans le cadre de l'arrangement et d'une prime nette liée au remboursement de la dette à long terme de 115 M\$ au troisième trimestre de 2021;
- une hausse des frais généraux et frais d'administration attribuable à l'accroissement de la main-d'œuvre depuis la conclusion de l'arrangement;
- un paiement éventuel de 90 M\$, dont une tranche de 56 M\$ a été comptabilisée à titre de réduction de la trésorerie liée aux activités d'exploitation du trimestre;
- des coûts d'intégration de 45 M\$.

La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au troisième trimestre de 2021 est principalement attribuable à une augmentation des stocks et des débiteurs, annulée en partie par une augmentation des créditeurs au 30 septembre 2021 par rapport au 30 juin 2021.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2021, l'augmentation des débiteurs s'explique essentiellement par la hausse des prix des marchandises et des volumes de vente, annulée en partie par la réception d'un produit d'assurance lié au projet de reconstruction de la raffinerie Superior. L'augmentation des stocks est principalement attribuable à l'augmentation des prix du pétrole brut et des produits raffinés, à la hausse des volumes des stocks détenus dans la région de l'Atlantique en raison du calendrier de levée et à la hausse des volumes des stocks détenus aux raffineries de Wood River et de Borger. Ces augmentations ont été annulées en partie par la baisse des volumes de pétrole brut à Foster Creek et à Christina Lake. La hausse des créditeurs découle d'une hausse des prix des condensats pour le secteur Sables bitumineux, de la hausse des prix de la charge d'alimentation en pétrole brut du secteur Fabrication aux États-Unis et de l'augmentation des redevances à payer, du paiement éventuel et de l'impôt exigible.

Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont été plus élevés pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 que pour la période correspondante de 2020 en raison de la hausse de la marge d'exploitation susmentionnée et des distributions reçues des entreprises associées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Cette augmentation a été partiellement annulée par :

- des coûts d'intégration de 302 M\$;
- une hausse des charges financières en raison de la charge d'intérêts sur la dette à long terme reprise dans le cadre de l'arrangement et d'une prime nette liée au remboursement de la dette à long terme de 115 M\$ au troisième trimestre de 2021;
- une hausse des frais généraux et frais d'administration attribuable à l'accroissement de la main-d'œuvre depuis la conclusion de l'arrangement;
- des primes d'intéressement à long terme de 111 M\$ liées aux sommes versées plus rapidement aux employés dans le cadre de l'arrangement.

La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement pour les neuf premiers mois de 2021 s'explique essentiellement par la hausse des stocks et des débiteurs, annulée en partie par l'augmentation des créditeurs au 30 septembre 2021 par rapport au 31 décembre 2020.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, l'augmentation des débiteurs s'explique essentiellement par la hausse des prix du pétrole brut du secteur Sables bitumineux et la hausse du prix des produits raffinés du secteur Fabrication aux États-Unis, annulées en partie par la réception d'un produit d'assurance lié au projet de reconstruction de la raffinerie Superior. L'augmentation des stocks s'explique surtout par une hausse des prix des marchandises et une hausse des volumes des stocks détenus à Foster Creek et à Christina Lake. L'augmentation des créditeurs est surtout attribuable à une hausse des prix des condensats du secteur Sables bitumineux ainsi qu'à l'augmentation des redevances à payer, des passifs liés à la gestion des risques, du paiement éventuel et de l'impôt exigible. Ces augmentations ont été contrebalancées en partie par le règlement des coûts d'intégration, les primes d'intéressement à long terme versées aux employés de Cenovus et le paiement de l'obligation au titre des primes d'intéressement à long terme reprise dans le cadre de l'arrangement.

Résultat net

(en millions de dollars)

	Trimestre	Période de neuf mois
Résultat net des périodes closes le 30 septembre 2020	(194)	(2 226)
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Marge d'exploitation	2 116	6 477
Activités non sectorielles et éliminations		
Profit (perte) de change latent	(251)	449
Réévaluation du paiement éventuel	(166)	(668)
Coûts d'intégration	(45)	(302)
Frais généraux et frais d'administration	(107)	(367)
Charges financières	(215)	(445)
Autres ¹⁾	28	41
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques	(113)	(235)
Amortissement et épuisement	(61)	(619)
Coûts de prospection	20	17
Produit (charge) d'impôt sur le résultat	(461)	(1 127)
Résultat net des périodes closes le 30 septembre 2021	551	995

¹⁾ Tient compte des produits d'intérêts, des (profits) pertes de change réalisés, des (profits) pertes à la sortie d'actifs, du montant net des autres (produits) charges et de la quote-part revenant à la société du résultat net des entreprises associées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, ainsi que des produits des activités ordinaires du secteur Activités non sectorielles et éliminations, des produits achetés, des frais de transport et de fluidification, des charges d'exploitation et des (profits) pertes liés à la gestion des risques.

Le bénéfice net au troisième trimestre de 2021 est nettement supérieur à la perte nette comptabilisée en 2020 en raison de la hausse de la marge d'exploitation susmentionnée, d'une perte de valeur de 450 M\$ qui avait été comptabilisée au troisième trimestre de 2020 et de la hausse des autres produits. Cette augmentation a été partiellement annulée par :

- des pertes de change latentes par rapport à des profits en 2020;
- une perte à la réévaluation du paiement éventuel de 135 M\$ (profit de 31 M\$ en 2020);
- la diminution des profits latents liés à la gestion des risques;
- une prime nette liée au remboursement de la dette à long terme de 115 M\$;
- une hausse des frais généraux et frais d'administration, des charges financières, de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement et de la charge d'impôt sur le résultat découlant de l'arrangement.

En cumul depuis le début de l'exercice, le bénéfice net est nettement supérieur à la perte nette comptabilisée pour les neuf premiers mois de 2020 en raison :

- de la hausse de la marge d'exploitation susmentionnée;
- d'une perte de valeur de 765 M\$ comptabilisée pour les neuf premiers mois de 2020;
- de profits de change latents comparativement à des pertes en 2020;
- de la hausse des autres produits.

Cette augmentation a été partiellement annulée par :

- une perte de 571 M\$ à la réévaluation du paiement éventuel (profit de 97 M\$ en 2020);
- les coûts d'intégration de 302 M\$;
- la hausse des pertes latentes liées à la gestion des risques;
- une prime nette liée au remboursement de la dette à long terme de 115 M\$, comparativement à un escompte de 25 M\$ en 2020;
- une hausse des frais généraux et frais d'administration, des charges financières, de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement et de la charge d'impôt sur le résultat découlant de l'arrangement.

Dette nette

La dette nette est une mesure hors PCGR qui permet de surveiller notre structure du capital. La dette nette s'entend des emprunts à court terme et de la partie courante et de la partie non courante de la dette à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des placements à court terme.

(en millions de dollars)	30 septembre 2021	31 décembre 2020
Emprunts à court terme	48	121
Dette à long terme, y compris la partie courante	12 986	7 441
Déduire : Trésorerie et équivalents de trésorerie	(2 010)	(378)
Dette nette	11 024	7 184

La dette nette s'établissait à 13,1 G\$ au 1^{er} janvier 2021, ce qui comprend la juste valeur de 5,9 G\$ acquise dans le cadre de l'arrangement. Depuis la conclusion de l'arrangement, nous avons réduit notre dette nette de 2,1 G\$, y compris un montant de 1,4 G\$ au troisième trimestre de 2021.

Dépenses d'investissement^{1), 2)}

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Secteurs en amont				
Sables bitumineux	198	65	617	337
Hydrocarbures classiques	41	12	135	39
Production extracôtière	69	—	130	—
	308	77	882	376
Secteurs en aval				
Fabrication au Canada	9	5	23	22
Fabrication aux États-Unis	301	60	743	150
Vente	16	—	22	—
	326	65	788	172
Activités non sectorielles et éliminations	13	6	58	51
Dépenses d'investissement	647	148	1 728	599

1) Comprendent les dépenses liées aux immobilisations corporelles et aux actifs de prospection et d'évaluation.

2) Les chiffres de la période précédente ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour les secteurs opérationnels de la période considérée.

Pour les neuf premiers mois de 2021, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont été essentiellement consacrées au maintien de la production à Christina Lake et à Foster Creek et aux actifs de production par méthode thermique de Lloydminster.

Les dépenses d'investissement du secteur Hydrocarbures classiques ont été axées sur les puits de mise en valeur à cycle court et à rendement élevé prévisibles qui devraient améliorer les structures de coûts sous-jacentes grâce à l'augmentation du volume et compenseront les baisses naturelles.

Pour les neuf premiers mois de 2021, les dépenses d'investissement du secteur Production extracôtière ont été principalement consacrées au capital de préservation du projet West White Rose dans la région de l'Atlantique. Les importantes activités de construction pour ce projet ont été suspendues en mars 2020, et le projet est toujours à l'étude alors que nous évaluons les options le concernant avec nos partenaires.

Les dépenses d'investissement du secteur Fabrication aux États-Unis ont visé principalement la reconstruction de la raffinerie Superior, ainsi que des projets de fiabilité, de maintenance et d'optimisation du rendement aux raffineries de Wood River et de Borger.

Activités de forage

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	Puits de forage stratigraphique bruts		Puits productifs bruts ¹⁾	
	2021	2020	2021	2020
Foster Creek	17	38	6	—
Christina Lake	25	42	9	—
Production par méthode thermique à Lloydminster	—	—	21	—
Production à froid et récupération assistée à Lloydminster	—	—	2	—
Autres ²⁾	17	75	—	—
	59	155	38	—

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

2) Comprend Narrows Lake et de nouvelles zones de ressources.

Les puits d'exploration stratigraphique sont destinés à aider à délimiter les emplacements des plateformes d'exploitation pour les puits de maintien ainsi qu'à évaluer davantage les autres actifs.

(en puits nets, sauf indication contraire)	Période de neuf mois close le 30 septembre 2021			Périodes de neuf mois closes le 30 septembre 2020		
	Forés	Complétés	Raccordés	Forés	Complétés	Raccordés
Hydrocarbures classiques	14	17	18	—	—	2

Aucun puits n'a été foré, complété ni raccordé durant les neuf premiers mois de 2021 dans le secteur Production extracôtière. Le forage planifié d'un puits d'exploration a eu lieu en Chine en octobre 2021.

Dépenses d'investissement futures

Les dépenses d'investissement de Sables bitumineux devraient se situer entre 950 M\$ et 1 050 M\$ en 2021 et seront axées principalement sur le maintien de la production de Christina Lake et de Foster Creek et des actifs de production par méthode thermique de Lloydminster. La production que nous tirons des sables bitumineux devrait se situer entre 540,0 et 596,0 milliers de barils par jour.

L'investissement dans le secteur Hydrocarbures classiques devrait se situer entre 170 M\$ et 210 M\$ en 2021 et inclut l'expansion économique de diverses zones pétrolières afin de générer des rendements élevés, d'améliorer les structures de coûts sous-jacentes en augmentant le volume et d'annuler les baisses naturelles. La production que nous tirons des hydrocarbures classiques devrait se situer entre 131,0 et 140,0 milliers de bep par jour.

Les dépenses d'investissement de 2021 qui seront affectées au secteur Production extracôtière devraient se situer entre 200 M\$ et 250 M\$. Ces dépenses visent un puits planifié en Chine et le capital de préservation pour le projet West White Rose. La production que nous tirons de la production extracôtière devrait se situer entre 66,0 et 74,0 milliers de bep par jour.

En 2021, nous prévoyons d'investir entre 900 M\$ et 1,1 G\$ dans les secteurs Fabrication aux États-Unis, Fabrication au Canada et Vente, et nous continuerons de mettre l'accent sur la fiabilité et la maintenance du raffinage, les projets de sécurité et les occasions d'optimisation à rendement élevé. Nous prévoyons également d'investir entre 520 M\$ et 570 M\$ dans le projet de reconstruction de la raffinerie Superior. Ce projet devrait contribuer à accroître encore l'intégration de notre chaîne de valeur du pétrole lourd tout en réduisant notre exposition aux écarts d'emplacement entre le WTI et le WCS. La production en aval devrait se situer entre 500,0 et 550,0 milliers de barils par jour.

Nous nous attendons à investir entre 75 M\$ et 100 M\$ dans les activités non sectorielles dans l'ensemble de l'entreprise.

Nos objectifs datés du 28 juillet 2021 peuvent être consultés sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS

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

Principaux prix de référence et taux de change¹⁾

(prix moyen en \$ US/b, sauf indication contraire)	Périodes de neuf mois closes les					
	30 septembre					
	Variation					
	2021	(%)	2020	T3 2021	T2 2021	T1 2020
Brent²⁾	67,73	66	40,82	73,47	68,83	42,99
WTI	64,82	69	38,32	70,56	66,07	40,93
Écart Brent/WTI	2,91	16	2,50	2,91	2,76	2,06
WCS à Hardisty (« WCS »)	52,31	112	24,63	56,98	54,58	31,84
Écart WTI/WCS	12,51	(9)	13,69	13,58	11,49	9,09
WCS (\$ CA/b)	65,41	98	32,98	71,80	66,99	42,41
WCS à Nederland	61,58	79	34,36	65,79	63,03	38,73
Écart WTI/WCS à Nederland	3,24	(18)	3,96	4,77	3,04	2,20
Condensats (C5 à Edmonton)	64,56	82	35,38	69,24	66,40	37,55
Écart WTI/condensats (positif) négatif	0,26	(91)	2,94	1,32	(0,33)	3,38
Écart WCS/condensats (positif) négatif	(12,25)	14	(10,75)	(12,26)	(11,82)	(5,71)
Moyenne (\$ CA/b)	80,73	70	47,47	87,18	81,51	49,99
Pétrole synthétique à Edmonton	63,24	80	35,13	68,98	66,41	38,47
Écart WTI/pétrole synthétique (positif) négatif	1,58	(50)	3,19	1,58	(0,34)	2,46
Prix des produits raffinés						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	82,81	86	44,55	91,90	87,03	48,75
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	82,99	70	48,71	89,96	85,73	48,91
Marge de raffinage						
Chicago – marges de craquage 3-2-1 ³⁾	18,04	134	7,71	20,67	20,50	7,89
Groupe 3 – marges de craquage 3-2-1 ³⁾	18,49	105	9,04	20,35	19,44	8,29
NIR	6,97	225	2,14	7,32	8,12	2,64
Prix du gaz naturel						
AECO ⁴⁾ (\$ CA/kpi ³⁾)	3,11	50	2,07	3,54	2,85	2,15
NYMEX (\$ US/kpi ³⁾)	3,18	69	1,88	4,01	2,83	1,98
Taux de change						
Taux moyen \$ US/\$ CA	0,799	8	0,739	0,794	0,814	0,751
Taux de clôture \$ US/\$ CA	0,785	8	0,730	0,785	0,807	0,750
Taux moyen yuan/\$ CA	5,172	—	5,168	5,136	5,259	5,192

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

2) Moyenne pour le mois civil des prix réglés pour le Brent daté.

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

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

Prix de référence du pétrole brut et des condensats

Au troisième trimestre, les prix de référence du Brent et du WTI ont continué de s'améliorer en raison de la hausse de la demande mondiale de pétrole brut dans le contexte du déploiement d'efforts à l'échelle mondiale pour administrer des vaccins contre la COVID-19, de la reprise économique et de la baisse des stocks de pétrole brut. L'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») et un groupe de 10 pays producteurs non membres de l'OPEP (collectivement, « OPEP+ ») ont continué de soutenir les prix mondiaux malgré l'allègement graduel des quotas de production qui avait commencé au deuxième trimestre.

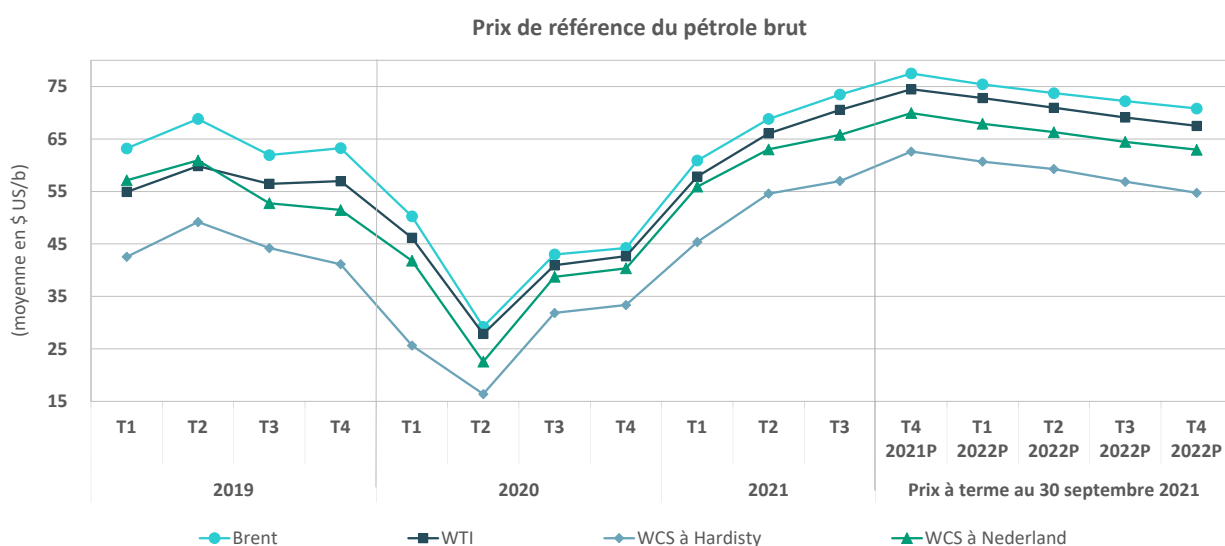
Le prix obtenu pour notre pétrole brut de l'Atlantique et nos LGN de l'Asie-Pacifique est établi essentiellement en fonction du prix du Brent.

Le WTI est un important prix de référence pour le pétrole brut canadien, car il reflète les prix intérieurs du brut en Amérique du Nord, et l'équivalent en dollars canadiens est utilisé pour calculer les taux de redevance relatifs à nombre de nos biens pétroliers. Au troisième trimestre, l'écart Brent-WTI est demeuré mince en raison du maintien de faibles exportations de pétrole brut en provenance de l'Amérique du Nord et de la réduction de l'offre de brut aux États-Unis.

Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. Au troisième trimestre, l'écart entre le prix du WTI et celui du WCS s'est élargi légèrement par rapport au premier semestre de 2021 et au troisième trimestre de 2020 en raison d'une légère augmentation de la production et du niveau des stocks. L'écart moyen pour les neuf premiers mois de 2021 est demeuré mince en raison de la capacité de transport à partir du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC »).

Le WCS à Nederland est un prix de référence du pétrole lourd sur la côte américaine du golfe du Mexique qui est représentatif de nos prix de vente dans cette région. Les prix du WCS à Nederland ont été élevés au troisième trimestre de 2021, ce qui cadre avec la hausse des prix du brut à l'échelle mondiale, les raffineurs ayant augmenté leur production de brut pour s'ajuster à la demande accrue de produits. Au troisième trimestre, l'écart entre les prix de référence du WCS à Nederland et du WTI s'est élargi par rapport à 2020, principalement en raison de l'utilisation soutenue de la cokéfaction sur la côte américaine du golfe du Mexique et du retour graduel de barils de pétrole brut moyen et lourd en provenance des membres de l'OPEP+.

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



La fluidification du bitume au moyen de condensats permet le transport de la production par pipelines. Nos ratios de fluidification, soit les volumes de diluants en pourcentage du total des volumes fluidifiés, ont varié dans une fourchette d'environ 23 % à 31 %. L'écart WCS-condensats est un point de référence important, car lorsque cet écart s'accroît, la récupération du coût d'achat des condensats diminue généralement pour chaque baril de pétrole brut fluidifié vendu. Lorsque l'offre de condensats en Alberta ne suffit pas à la demande, les prix des condensats à Edmonton peuvent être liés aux prix des condensats sur la côte américaine du golfe du Mexique, auxquels s'ajoute le coût du transport des condensats jusqu'à Edmonton. Nos coûts de fluidification sont aussi influencés par le moment où ont lieu les achats et les livraisons de condensats qui font partie des stocks pouvant être utilisés pour la fluidification ainsi que par le moment où sont vendus les produits fluidifiés.

Les prix de référence moyens des condensats d'Edmonton ont été légèrement inférieurs à ceux du WTI au troisième trimestre de 2021. L'écart s'est rétréci par rapport au troisième trimestre de 2020 en raison de la hausse de la production tirée des sables bitumineux, ce qui a donné lieu à l'augmentation des besoins de fluidification.

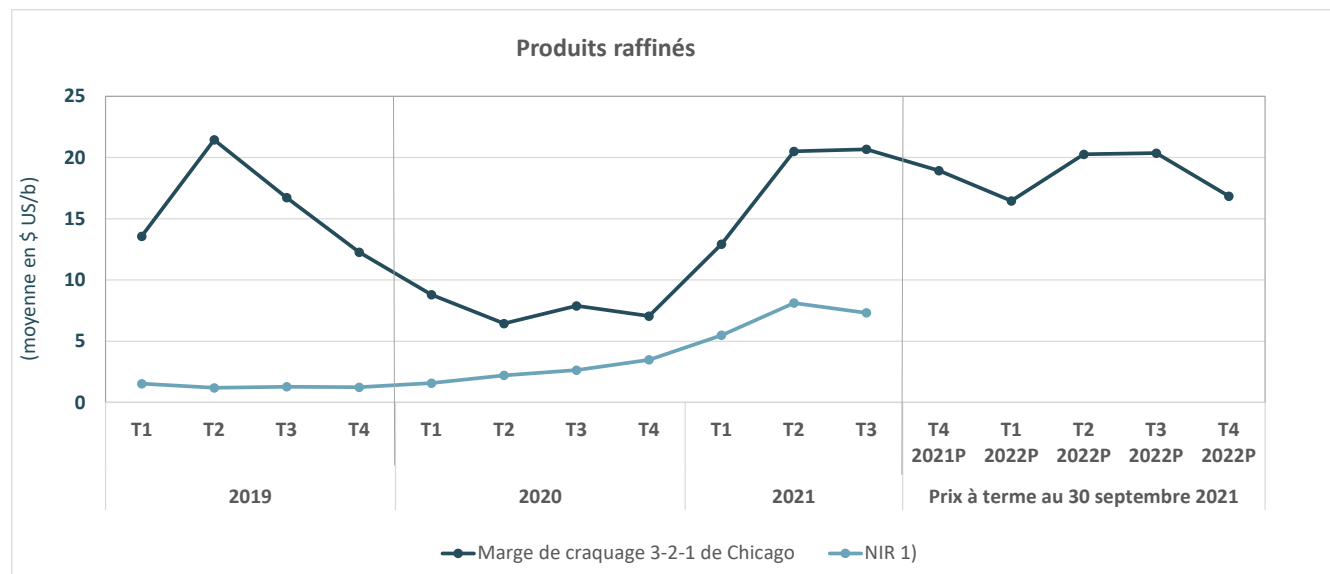
Prix de référence – raffinage

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

La marge de craquage 3-2-1 à Chicago reflète le marché de nos raffineries de Toledo, de Lima et de Wood River. La marge de craquage 3-2-1 du groupe 3 reflète le marché de notre raffinerie de Borger.

Les prix moyens des produits raffinés à Chicago ont augmenté au troisième trimestre de 2021 par rapport à la période correspondante de 2020 en raison de la hausse des coûts des NIR résultant du marché tendu pour les biocarburants et de l'incertitude entourant les politiques qui influent sur la demande de NIR, ainsi que de l'accroissement de la demande de produits raffinés faisant suite à la distribution de vaccins contre la COVID-19 et à un regain de l'activité économique. La recrudescence de la demande de produits raffinés a fait baisser les niveaux des stocks, ce qui a accru les marges de craquage. 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. C'est pourquoi la vigueur des marges de craquage des raffineries dans le Midwest et à l'intérieur des terres aux États-Unis reflétera l'écart entre les prix de référence du Brent et du WTI.

Les marges de craquage que nous obtenons sont tributaires de nombreux autres facteurs, dont la diversité de la charge de pétrole brut, la configuration de la raffinerie et la production, le délai entre l'achat et la livraison du pétrole brut et le coût de la charge d'alimentation qui est évalué selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.



1) L'information sur les prix à terme pour les NIR n'est pas disponible après le 30 septembre 2021.

Prix de référence – gaz naturel

Les prix moyens du gaz naturel au NYMEX ont augmenté considérablement au troisième trimestre de 2021, en raison des températures élevées, de la remontée de la demande à l'échelle nationale aux États-Unis et d'un nombre record d'exportations de gaz naturel liquéfié, le tout conjugué à l'absence de réponse à la demande du marché. Les prix moyens de l'AECO se sont améliorés parallèlement aux prix de référence du NYMEX. L'écart entre les prix de l'AECO et du NYMEX s'est élargi au troisième trimestre en raison de la hausse de l'offre. Le prix obtenu pour notre production de gaz naturel de l'Asie-Pacifique est établi en grande partie en fonction de contrats à long terme.

Taux de change de référence

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

Le dollar canadien s'est apprécié en moyenne par rapport au dollar américain, comparativement à 2020, ce qui a eu une incidence négative sur nos produits des activités ordinaires. Le cours du dollar canadien par rapport au dollar américain au 30 septembre 2021 comparativement au 31 décembre 2020 est demeuré stable, ce qui, conjugué à la réalisation de pertes de change de 139 M\$ au remboursement de nos billets non garantis, a donné lieu à des profits de change latents de 132 M\$ à la conversion de notre dette libellée en dollars américains.

Une partie de nos contrats de vente à long terme en Asie-Pacifique est libellée 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. Le cours du dollar canadien est demeuré relativement stable en 2021 par rapport à celui du yuan.

SECTEURS À PRÉSENTER

SECTEURS EN AMONT

SABLES BITUMINEUX

Au 31 décembre 2020, le secteur Sables bitumineux comprenait les actifs de Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake, ainsi que d'autres projets encore aux premiers stades de la mise en valeur.

Le 1^{er} janvier 2021, dans le cadre de l'arrangement, nous avons acquis :

- Sunrise, un projet de sables bitumineux utilisant la technologie de DGMV, situé dans la région d'Athabasca, dans le nord de l'Alberta. Cenovus est l'exploitant du projet et en détient 50 % aux termes d'un partenariat avec BP Canada;
- Tucker, un projet de sables bitumineux situé à 30 kilomètres au nord-ouest de Cold Lake, en Alberta;
- les projets de production par méthode thermique de Lloydminster, qui produisent du bitume à partir de 11 usines thermiques dans la région de Lloydminster, en Saskatchewan;
- les actifs de production à froid et de récupération assistée de Lloydminster, qui produisent du pétrole lourd dans la région de Lloydminster, en Alberta et en Saskatchewan;
- une participation de 35 % dans HMLP, qui possède 2 200 kilomètres de pipeline dans la région de Lloydminster et des installations de stockage de 5,9 millions de barils à Hardisty et à Lloydminster. Les résultats financiers de HMLP sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence.

Au troisième trimestre de 2021, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- réalisé les activités de maintenance planifiées à trois des usines thermiques de nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster;
- atteint une production record en une même journée à Foster Creek et à Christina Lake;
- produit 597,0 milliers de barils par jour, comparativement à 551,5 milliers de barils par jour au premier semestre de 2021;
- inscrit une marge d'exploitation de 1,9 G\$, soit une augmentation de 1,3 G\$ par rapport au troisième trimestre de 2020 attribuable principalement à la hausse des prix de vente moyens réalisés, aux volumes additionnels provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement et de la hausse des volumes à Foster Creek et à Christina Lake;
- enregistré un prix net opérationnel de 36,98 \$ par bep.

Comparaison des trimestres clos le 30 septembre 2021 et le 30 septembre 2020

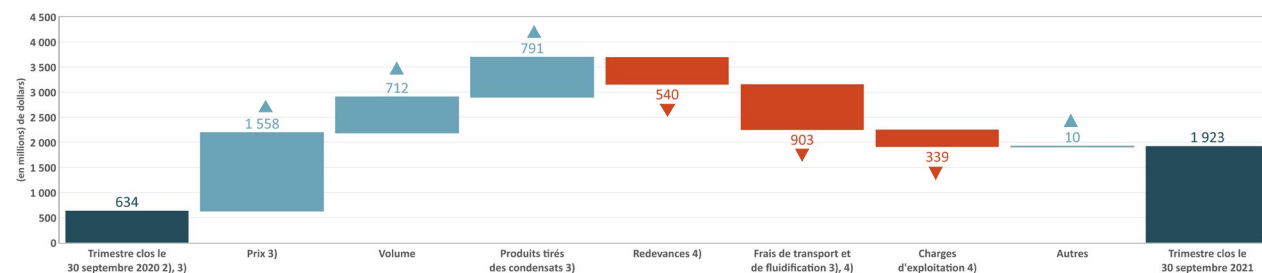
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2021	2020 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	6 114	2 436
Déduire : Redevances	669	129
Produits des activités ordinaires	5 445	2 307
Charges		
Produits achetés	822	235
Transport et fluidification	1 918	1 015
Activités d'exploitation	616	286
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	166	137
Marge d'exploitation	1 923	634
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ²⁾	(39)	(135)
Amortissement et épuisement	743	470
Coûts de prospection	2	—
Résultat sectoriel	1 217	299

1) Les chiffres de la période précédente ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour les secteurs opérationnels de la période considérée.

2) Les profits et pertes latents liés à la gestion des risques sont comptabilisés dans le secteur à présenter auquel se rapportent les instruments dérivés. Les chiffres de la période comparative ont été reclassés puisque ces montants étaient comptabilisés dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations avant le 1^{er} janvier 2021.

Variation de la marge d'exploitation¹⁾



- 1) L'élément Autres comprend les volumes obtenus auprès de tiers ainsi que les activités de construction et les autres activités non liées à la production de pétrole brut, de LGN ou de gaz naturel.
- 2) Les chiffres de la période précédente ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour les secteurs opérationnels de la période considérée.
- 3) Les produits des activités ordinaires tiennent compte de la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd. Les coûts des condensats sont comptabilisés dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut ne tient pas compte de l'incidence des achats de condensats.
- 4) Les réductions de valeur des stocks antérieures au 1^{er} janvier 2021 ont été reclassées dans les redevances, les produits achetés, les frais de transport et de fluidification ou les charges d'exploitation afin que leur présentation soit conforme à la présentation actuelle des réductions de valeur des stocks.

Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les	
	30 septembre	2020
	2021	
Total – volumes de vente (kbej/j)	613,1	396,4
Total – prix réalisé par unité vendue (\$/bep)	66,78	39,67
Production de pétrole brut par actif (kb/j)		
Foster Creek	187,1	165,0
Christina Lake	242,5	221,0
Sunrise ¹⁾	28,3	—
Production par méthode thermique à Lloydminster	98,0	—
Tucker	20,6	—
Production à froid et récupération assistée à Lloydminster	20,5	—
Total – production quotidienne de pétrole brut²⁾	597,0	386,0
Taux de redevance réel (%)	19,9	11,0
Frais de transport et de fluidification unitaires (\$/bep)	7,09	7,51
Charges d'exploitation unitaires (\$/bep)	10,86	7,53

1) Représente la participation de 50 % de Cenovus dans les activités de Sunrise.

2) La production tirée des sables bitumineux comprend le bitume, sauf la production à froid et la récupération assistée à Lloydminster, qui comprend la production de pétrole brut moyen et lourd. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2021, la production de pétrole brut lourd issue de la production à froid et de la récupération assistée à Lloydminster s'est établie à 19,3 milliers de barils par jour. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2021, la production de pétrole brut moyen issue de la production à froid et de la récupération assistée à Lloydminster s'est établie à 1,2 millier de barils par jour.

Produits des activités ordinaires

Prix

Au troisième trimestre de 2021, notre prix de vente réalisé s'est établi à 66,78 \$ le bep alors qu'il était de 39,67 \$ le bep au troisième trimestre de 2020. Cette augmentation s'explique principalement par la hausse des prix de référence du WTI (70,56 \$ US le baril comparativement 40,93 \$ US le baril au troisième trimestre de 2020), annulée en partie par l'élargissement de l'écart entre le WTI et le WCS. Au troisième trimestre de 2021, nous avons vendu environ 25 % (20 % en 2020) de notre production à des destinations aux États-Unis afin d'améliorer notre prix de vente réalisé.

Pour le troisième trimestre de 2021, le chiffre d'affaires brut comprend un montant de 755 M\$ (241 M\$ en 2020) de volumes provenant de tiers qui ne sont pas inclus dans nos mesures de prix unitaires ni dans nos prix nets opérationnels. Pour de plus amples renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique « Rapprochement des prix nets opérationnels – Sables bitumineux » du présent rapport de gestion.

Pour le troisième trimestre de 2021, le chiffre d'affaires brut comprend d'autres montants de 55 M\$ (1 M\$ en 2020), qui ne sont pas inclus dans nos mesures de prix unitaires ni dans nos prix nets opérationnels, parce qu'ils sont liés à des activités de construction, de transport et de fluidification. Pour de plus amples renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique « Rapprochement des prix nets opérationnels – Sables bitumineux » du présent rapport de gestion.

Le pétrole lourd et le bitume produits par Cenovus doivent être mélangés à des condensats qui en réduisent la viscosité avant leur transport par pipeline en vue de leur commercialisation. Le prix de vente réalisé sur le bitume ne tient pas compte des ventes de condensats, mais il dépend des prix des condensats. Lorsque le coût des condensats augmente par rapport au prix du pétrole brut dilué, notre prix de vente réalisé sur le pétrole lourd et le bitume diminue. Il peut s'écouler jusqu'à trois mois entre le moment où nous achetons les condensats et celui où nous vendons notre production de pétrole fluidifié.

Cenovus prend ses décisions en matière de stockage et de transport en fonction de son infrastructure de commercialisation et de transport, qui englobe des actifs de stockage et des pipelines servant à optimiser les gammes de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle. Afin de protéger les prix de ses stocks contre les risques associés aux décisions de stockage ou de transport, Cenovus utilise diverses stratégies d'harmonisation des prix et de gestion de la volatilité, notamment des contrats de gestion des risques, pour réduire la volatilité des flux de trésorerie futurs afin d'en améliorer la stabilité en appui à nos priorités financières. Les transactions couvrent généralement plus d'une période; c'est pourquoi elles génèrent des profits ou des pertes réalisés et latents liés à la gestion des risques. Lorsqu'un contrat financier est réglé, les profits ou les pertes latents liés à la gestion des risques se réalisent.

Au troisième trimestre de 2021, nous avons réalisé une perte liée à la gestion des risques imputable à l'écart entre les prix de référence au règlement et les prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques; la vente des stocks sous-jacents au cours du trimestre a donné lieu à la comptabilisation d'un profit découlant de la hausse des prix de référence. Au troisième trimestre de 2021, nous avons comptabilisé des profits latents sur nos instruments financiers liés au pétrole brut en raison principalement de la baisse des prix de référence à terme au-dessous des prix prévus dans nos contrats liés à la gestion des risques de périodes ultérieures et de la réalisation des positions nettes. Dans un contexte de hausse des prix des marchandises, nous prévoyons de réaliser des pertes sur nos activités de gestion des risques, mais d'inscrire des profits sur les stocks sous-jacents vendus au cours de la période; l'inverse se produirait dans un contexte de baisse des prix des marchandises.

Volumes de production

La production de pétrole brut du secteur Sables bitumineux s'est chiffrée à 597,0 milliers de barils par jour au troisième trimestre de 2021, soit une augmentation de 211,0 milliers par rapport au troisième trimestre de 2020.

Les niveaux de production ont augmenté d'un exercice à l'autre surtout sous l'effet de l'ajout de 167,4 milliers de barils par jour provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement et de l'augmentation de la production à Foster Creek et à Christina Lake. Nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster continuent d'offrir un bon rendement à l'issue de la mise en œuvre de notre stratégie d'exploitation et de nos techniques de production et de livraison. Les taux de production de Sunrise et de Tucker sont demeurés stables.

À Foster Creek, la production a augmenté de 22,1 milliers de barils par jour d'un exercice à l'autre en raison de la mise en service de nouveaux puits.

La production de Christina Lake a augmenté de 21,5 milliers de barils par jour d'un exercice à l'autre en raison de la mise en service de nouveaux puits, alors que des activités de maintenance et de révision planifiées avaient eu lieu au troisième trimestre de 2020.

Redevances

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

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

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

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

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

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

Les taux de redevance réels ont augmenté principalement en raison de la hausse des prix réalisés et de l'augmentation des taux de redevance fondés sur une échelle mobile des projets de sables bitumineux de l'Alberta, qui ont été annulés en partie par les taux de redevance moins élevés sur la production de la Saskatchewan, cette dernière ayant été acquise en totalité dans le cadre de l'arrangement.

Les redevances ont augmenté de 540 M\$ au troisième trimestre de 2021 par rapport à la période correspondante de 2020, principalement par suite de la hausse du montant net des produits des activités ordinaires découlant de l'augmentation des prix réalisés, ainsi que de l'accroissement de la production.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de fluidification ont augmenté de 796 M\$ au troisième trimestre de 2021 par rapport à la période correspondante de 2020. À Foster Creek et à Christina Lake, les frais de fluidification ont augmenté par suite de la hausse des prix des condensats et des volumes. À Sunrise, les ratios de fluidification sont comparables à ceux de Foster Creek et de Christina Lake. Les actifs de Tucker, de production par méthode thermique de Lloydminster et ceux de production à froid et de récupération assistée de Lloydminster ont habituellement des ratios de fluidification plus bas en raison de la plus faible viscosité du pétrole brut.

Les frais de transport ont augmenté de 107 M\$ pour s'établir à 380 M\$ au troisième trimestre de 2021 par rapport à la période correspondante de 2020 en raison surtout des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement, de la hausse des volumes expédiés et vendus aux États-Unis par pipeline afin de réaliser des prix de vente plus élevés et de la hausse des volumes acheminés aux États-Unis par transport ferroviaire.

Frais de transport unitaires

Les frais de transport unitaires se sont établis à 7,09 \$ le bep au troisième trimestre de 2021 (7,51 \$ le bep en 2020). Cette diminution est essentiellement attribuable à notre capacité d'optimiser notre capacité pipelinière combinée en Alberta à la suite de l'arrangement. Les frais de transport unitaires moindres de Tucker et des actifs de production par méthode thermique, de production à froid et de récupération assistée de Lloydminster, par rapport à ceux de Foster Creek, de Christina Lake et de Sunrise, ont également contribué à cette diminution. Cette diminution a été contrebalancée en partie par le fait que notre programme de transport ferroviaire de pétrole avait été suspendu de façon provisoire au troisième trimestre de 2020.

Les frais de transport unitaire de Foster Creek ont augmenté de 18 % comparativement à 2020 pour s'établir à 10,14 \$ le baril, puisque nous avons expédié 40 % (30 % en 2020) de nos volumes aux États-Unis afin d'obtenir des prix réalisés plus élevés. En outre, 15 % (néant en 2020) de nos volumes expédiés aux États-Unis ont été acheminés par transport ferroviaire.

Les frais de transport unitaires de Christina Lake se sont établis à 5,74 \$ le baril au troisième trimestre de 2021 (6,78 \$ le baril en 2020) puisque nous avons expédié des volumes moindres vers la côte américaine du golfe du Mexique.

Activités d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du troisième trimestre de 2021 ont été les coûts du carburant, de la main-d'œuvre, des produits chimiques et des réparations et de la maintenance. Le total des charges d'exploitation a augmenté surtout à cause des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement, dont les charges d'exploitation par baril sont plus élevées, et de l'augmentation du prix du gaz naturel d'un exercice à l'autre.

(\$/baril)	Trimestres clos les 30 septembre		2020
	2021	Variation (%)	
Foster Creek			
Carburant	4,15	60	2,60
Autres coûts	6,05	(6)	6,44
Total	10,20	13	9,04
Christina Lake			
Carburant	3,53	74	2,03
Autres coûts	4,30	(4)	4,50
Total	7,83	20	6,53
Autres – Sables bitumineux¹⁾			
Carburant	4,84	—	—
Autres coûts	10,95	—	—
Total	15,79	—	—
Total	10,86	44	7,53

¹⁾ Comprend Sunrise, Tucker ainsi que les actifs de production par méthode thermique de Lloydminster et ceux de production à froid et de récupération assistée de Lloydminster.

À Foster Creek et à Christina Lake, les coûts du carburant unitaires ont augmenté en raison principalement de la hausse du prix du gaz naturel, annulée en partie par l'augmentation des volumes des ventes. Les autres coûts unitaires à Foster Creek ont diminué

en raison de la hausse des volumes des ventes, annulée en partie par la hausse du coût des produits chimiques. Les autres coûts à Christina Lake sont demeurés relativement stables d'un exercice à l'autre.

Les charges d'exploitation unitaires totales pour tous les actifs ont augmenté de 3,33 \$ le bep pour s'établir à 10,86 \$ le bep au troisième trimestre de 2021, par rapport à la même période de 2020, en raison des charges d'exploitation unitaires plus élevées des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement et de l'augmentation des charges d'exploitation unitaires à Foster Creek et à Christina Lake susmentionnées.

Prix nets opérationnels^{1), 2)}

Le prix net opérationnel est une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer le rendement opérationnel unitaire d'une entreprise. La formule de calcul du prix net opérationnel de la société est conforme à la définition de cette mesure figurant dans le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook. Le prix net opérationnel correspond à la marge par baril d'équivalent de pétrole. Il s'entend du chiffre d'affaires brut moins les redevances, les frais de transport et de fluidification et les charges d'exploitation, divisés par les volumes de vente. Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits, ni de leur reprise, tant qu'elles ne sont pas réalisées lorsque les produits sont vendus. Le prix de vente, les frais de transport et de fluidification et les volumes de vente ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats. Les condensats sont mélangés au pétrole brut, ce qui facilite son transport vers les marchés. Pour un rapprochement des prix nets opérationnels, voir la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

(\$/bep)	Trimestres clos les	
	2021	2020
Prix de vente	66,78	39,67
Redevances ¹⁾	11,85	3,54
Transport et fluidification ^{1), 2)}	7,09	7,51
Charges d'exploitation ¹⁾	10,86	7,53
Prix nets opérationnels	36,98	21,09

1) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits, ni de leur reprise, tant qu'elles ne sont pas réalisées lorsque les produits sont vendus.

2) Les prix nets opérationnels tiennent compte de la marge par baril de pétrole brut avant fluidification.

Comparaison des périodes de neuf mois closes le 30 septembre 2021 et le 30 septembre 2020

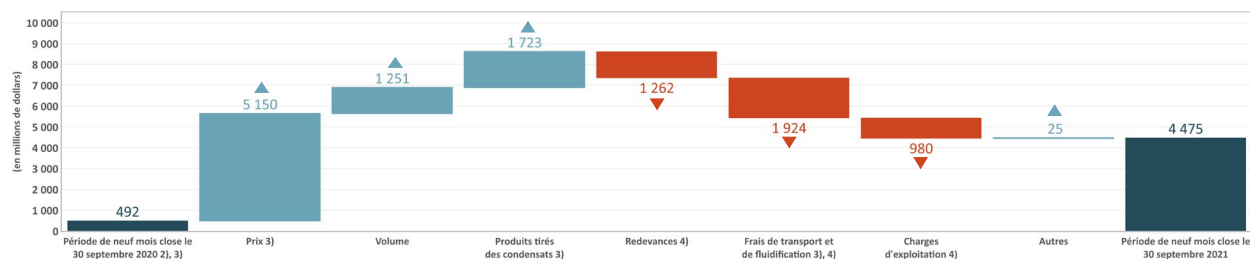
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les	
	2021	2020 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	15 904	6 117
Déduire : Redevances	1 462	200
Produits des activités ordinaires	14 442	5 917
Charges		
Produits achetés	2 114	806
Transport et fluidification	5 476	3 552
Activités d'exploitation	1 793	839
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	584	228
Marge d'exploitation	4 475	492
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ²⁾	194	8
Amortissement et épuisement	1 982	1 276
Coûts de prospection	15	7
Quote-part revenant à la société du résultat net des entreprises associées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(5)	—
Résultat sectoriel	2 289	(799)

1) Les chiffres de la période précédente ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour les secteurs opérationnels de la période considérée.

2) Les profits et pertes latents liés à la gestion des risques sont comptabilisés dans le secteur à présenter auquel se rapportent les instruments dérivés. Les chiffres de la période comparative ont été reclassés puisque ces montants étaient comptabilisés dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations avant le 1^{er} janvier 2021.

Variation de la marge d'exploitation¹⁾



- 1) L'élément Autres comprend les volumes obtenus auprès de tiers ainsi que les activités de construction et les autres activités non liées à la production de pétrole brut, de LGN ou de gaz naturel.
- 2) Les chiffres de la période précédente ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour les secteurs opérationnels de la période considérée.
- 3) Les produits des activités ordinaires tiennent compte de la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd. Les coûts des condensats sont comptabilisés dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut ne tient pas compte de l'incidence des achats de condensats.
- 4) Les réductions de valeur des stocks antérieures au 1^{er} janvier 2021 ont été reclassées dans les redevances, les produits achetés, les frais de transport et de fluidification ou les charges d'exploitation afin que leur présentation soit conforme à la présentation actuelle des réductions de valeur des stocks.

Résultats d'exploitation

	Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2021	2020
Total – volumes de vente (kbep/j)	571,4	388,2
Total – prix réalisé par unité vendue (\$/bep)	60,51	25,21
Production de pétrole brut par actif (kb/j)		
Foster Creek	169,1	164,9
Christina Lake	232,0	217,1
Sunrise ¹⁾	26,1	—
Production par méthode thermique à Lloydminster	97,3	—
Tucker	21,7	—
Production à froid et récupération assistée à Lloydminster	20,6	—
Total – production quotidienne de pétrole brut²⁾	566,8	382,0
Taux de redevance réel (%)	17,6	11,4
Frais de transport et de fluidification unitaires (\$/bep)	7,40	8,97
Charges d'exploitation unitaires (\$/bep)	11,42	7,55

1) Représente la participation de 50 % de Cenovus dans les activités de Sunrise.

2) La production tirée des sables bitumineux comprend le bitume, sauf la production à froid et la récupération assistée à Lloydminster, qui comprend la production de pétrole brut moyen et lourd. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, la production de pétrole brut lourd issue de la production à froid et de la récupération assistée à Lloydminster s'est établie à 19,4 milliers de barils par jour. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020, la production de pétrole brut moyen issue de la production à froid et de la récupération assistée à Lloydminster s'est établie à 1,2 millier de barils par jour.

Produits des activités ordinaires

Prix

L'augmentation du prix de vente réalisé s'explique principalement par la hausse des prix de référence du WTI et par la réduction des écarts de prix entre le WTI et le WCS. Durant les neuf premiers mois de 2021, nous avons vendu environ 20 % (25 % en 2020) de notre production à des destinations aux États-Unis afin d'améliorer notre prix de vente réalisé.

Pour les neuf premiers mois de 2021, le chiffre d'affaires brut comprend un montant de 1,9 G\$ (828 M\$ en 2020) de volumes provenant de tiers qui ne sont pas inclus dans nos mesures de prix unitaires ni dans nos prix nets opérationnels. Pour de plus amples renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique « Rapprochement des prix nets opérationnels – Sables bitumineux » du présent rapport de gestion.

Pour les neuf premiers mois de 2021, le chiffre d'affaires brut comprend d'autres montants de 208 M\$ (8 M\$ en 2020), qui ne sont pas inclus dans nos mesures de prix unitaires ni dans nos prix nets opérationnels, parce qu'ils sont liés à des activités de construction, de transport et de fluidification. Pour de plus amples renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique « Rapprochement des prix nets opérationnels – Sables bitumineux » du présent rapport de gestion.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, nous avons réalisé une perte liée à la gestion des risques imputable à l'écart entre les prix de référence au règlement et les prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques; la vente des stocks sous-jacents au cours de la période a donné lieu à la comptabilisation d'un profit compensatoire découlant de la hausse des prix de référence. Au cours des neuf premiers mois de 2021, nous avons comptabilisé des pertes latentes sur nos instruments financiers liés au pétrole brut en raison principalement de la hausse des prix de référence à terme au-dessus des prix prévus dans nos contrats liés à la gestion des risques de périodes ultérieures et de la réalisation des positions nettes.

Volumes de production

La production de pétrole brut du secteur Sables bitumineux s'est chiffrée à 566,8 milliers de barils par jour pour les neuf premiers mois de 2021, soit une augmentation de 184,8 milliers de barils par jours par rapport à la période correspondante de 2020. Les niveaux de production ont augmenté surtout sous l'effet de l'ajout de 165,7 milliers de barils par jour provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement et de l'augmentation de la production à Foster Creek et à Christina Lake. Nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster ont atteint des taux de production records pour une même journée au premier trimestre et ont continué de produire des taux élevés jusqu'à la fin du troisième trimestre. Des activités de révision planifiées réalisées à Sunrise au deuxième trimestre ont eu une incidence sur la production mais ont contribué à l'augmentation de la production au troisième trimestre. Les taux de production de Tucker sont demeurés stables.

À Foster Creek, la production a augmenté d'un exercice à l'autre en raison de la mise en service de nouveaux puits, ce facteur étant annulé en partie par des activités de révision et des interruptions de service planifiées ayant eu lieu au deuxième trimestre de 2021.

La production de Christina Lake a augmenté de 14,9 milliers de barils par jour d'un exercice à l'autre en raison de la mise en service de nouveaux puits, alors que nous avons pris la décision de fonctionner à capacité réduite en avril 2020 et avons réalisé des activités de maintenance et de révision planifiées au troisième trimestre de 2020.

Redevances

Les taux de redevance réels ont augmenté principalement en raison de la hausse des prix réalisés et de l'augmentation des taux de redevance fondés sur une échelle mobile des projets de sables bitumineux de l'Alberta, qui ont été annulés en partie par les taux de redevance moins élevés sur la production de la Saskatchewan, cette dernière ayant été acquise en totalité dans le cadre de l'arrangement.

Les redevances ont augmenté 1,3 G\$ par rapport à la période correspondante de 2020, principalement par suite de la hausse du montant net des produits des activités ordinaires découlant de l'augmentation des prix réalisés ainsi que de l'accroissement de la production.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de fluidification ont augmenté de 1,7 G\$ pour les neuf premiers mois de 2021 par rapport à la période correspondante de 2020. À Foster Creek et à Christina Lake, les frais de fluidification ont augmenté par rapport à ceux de 2020 par suite de la hausse des prix des condensats et des volumes.

Les frais de transport ont augmenté de 201 M\$ pour s'établir à 1,2 G\$ pour les neuf premiers mois de 2021 par rapport à la période correspondante de 2020 en raison surtout des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement et de l'augmentation des volumes vendus et expédiés aux États-Unis par pipelines pour réaliser des prix de vente plus élevés, ces facteurs étant annulés en partie par la baisse des volumes expédiés aux États-Unis par transport ferroviaire.

Frais de transport unitaires

Les frais de transport unitaires se sont établis à 7,40 \$ le bep pour les neuf premiers mois de 2021 (8,97 \$ le bep en 2020). Cette diminution est essentiellement attribuable à l'expédition par pipeline et la vente aux États-Unis de la production de pétrole brut de Foster Creek, de Christina Lake et de Sunrise, ce qui permet de diminuer la dépendance à l'égard du transport ferroviaire. Les frais de transport unitaires moindres de Tucker et des actifs de production par méthode thermique, de production à froid et de récupération assistée de Lloydminster, par rapport à ceux de Foster Creek, de Christina Lake et de Sunrise, ont également contribué à cette diminution.

Les frais de transport unitaires de Foster Creek ont diminué de 4 % par rapport à 2020, s'établissant à 10,98 \$ le baril, alors que nous avons réduit notre dépendance au transport ferroviaire pour l'expédition aux États-Unis tout en augmentant les volumes expédiés aux États-Unis par pipeline. Nous avons expédié 35 % (30 % en 2020) de nos volumes aux États-Unis afin de réaliser des prix de vente plus élevés, dont une tranche de 15 % (35 % en 2020) a été expédiée par transport ferroviaire.

Les frais de transport unitaires de Cristina Lake ont diminué de 13 % par rapport à 2020, s'établissant à 6,15 \$ le baril, alors que moins de 5 % (20 % en 2020) de nos volumes ont été expédiés aux États-Unis par transport ferroviaire.

Activités d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation pour les neuf premiers mois de 2021 ont été les coûts du carburant, de la main-d'œuvre, des produits chimiques et des réparations et de la maintenance. Le total des charges d'exploitation a augmenté surtout à cause des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement, dont les charges d'exploitation par baril sont plus élevées, de la hausse du prix du carburant en raison de l'augmentation du prix du gaz naturel ainsi que des activités de révision planifiées à Foster Creek et à Sunrise au deuxième trimestre de 2021.

(\$/bep)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2021	Variation (%)	2020
Foster Creek			
Carburant	3,92	51	2,60
Autres coûts	6,98	11	6,28
Total	10,90	23	8,88
Christina Lake			
Carburant	3,23	59	2,03
Autres coûts	4,81	6	4,53
Total	8,04	23	6,56
Autres – Sables bitumineux¹⁾			
Carburant	4,39	—	—
Autres coûts	11,89	—	—
Total	16,28	—	—
Total	11,42	51	7,55

1) Comprend Sunrise, Tucker ainsi que les actifs de production par méthode thermique de Lloydminster et ceux de production à froid et de récupération assistée de Lloydminster.

À Foster Creek et à Christina Lake, les coûts du carburant par bep ont augmenté en raison principalement de la hausse du prix du gaz naturel. Les autres coûts ont augmenté à Foster Creek en raison surtout d'activités de révision planifiées au deuxième trimestre de 2021 ainsi que d'une hausse du prix de l'électricité et des produits chimiques. Les autres coûts ont augmenté à Christina Lake essentiellement en raison de la hausse du prix de l'électricité et des produits chimiques. Par ailleurs, il y avait eu diminution des activités de réparation et de maintenance à Foster Creek et à Christina Lake au cours des neuf premiers mois de 2020 en raison des mesures de sécurité attribuables à la pandémie de COVID-19.

Les charges d'exploitation unitaires totales pour tous les actifs ont augmenté de 3,87 \$ le bep pour s'établir à 11,42 \$ le bep pour les neuf premiers mois de 2021, par rapport à la même période de 2020, en raison des charges d'exploitation unitaires plus élevées des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement, de l'augmentation des charges d'exploitation unitaires à Foster Creek et à Christina Lake susmentionnées et d'activités de révision planifiées à Sunrise au cours du deuxième trimestre de 2021.

Amortissement et épuisement

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction du total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement tient compte des dépenses engagées jusqu'à maintenant et des dépenses de mise en valeur estimatives qu'il faudra encore engager pour mettre en valeur les réserves prouvées. Ce taux, qui est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué aux volumes de vente et sert à déterminer la charge d'amortissement et d'épuisement de chaque période. Nous sommes d'avis que cette méthode de calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement attribuée à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, la charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté de 273 M\$ et de 706 M\$, respectivement, par rapport aux périodes correspondantes de 2020, principalement en raison de l'arrangement. Le taux d'épuisement moyen du troisième trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 s'est établi respectivement à 11,45 \$ le bep et à 11,37 \$ le bep (10,35 \$ le bep et 10,40 \$ le bep, respectivement, en 2020).

Nous amortissons les actifs au titre de droits d'utilisation selon le mode linéaire ou le mode des unités d'œuvre sur la durée d'utilité estimative ou la durée du contrat de location, selon la plus courte des deux.

Prix nets opérationnels^{1), 2)}

(\$/baril)	Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	
	2021	2020
Prix de vente	60,51	25,21
Redevances ¹⁾	9,37	1,88
Transport et fluidification ^{1), 2)}	7,40	8,97
Charges d'exploitation ¹⁾	11,42	7,55
Prix nets opérationnels	32,32	6,81

1) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits, ni de leur reprise, tant qu'elles ne sont pas réalisées lorsque les produits sont vendus.

2) Les prix nets opérationnels tiennent compte de la marge par baril de pétrole brut avant fluidification.

HYDROCARBURES CLASSIQUES

Au 31 décembre 2020, le secteur Hydrocarbures classiques se composait d'actifs riches en gaz naturel et en LGN essentiellement situés dans les secteurs opérationnels d'Elmworth-Wapiti, de Kaybob-Edson et de Clearwater. Les actifs sont situés en Alberta et en Colombie-Britannique et comprennent des participations dans de nombreuses installations de traitement du gaz naturel.

Le 1^{er} janvier 2021, dans le cadre de l'arrangement, nous avons acquis des actifs principalement dans les mêmes secteurs que ceux mentionnés ci-dessus, ainsi que dans le secteur opérationnel de Rainbow Lake situé à environ 900 kilomètres au nord-ouest d'Edmonton. Les actifs acquis comprennent aussi des participations dans plusieurs installations de traitement du gaz naturel.

Au troisième trimestre de 2021, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- inscrit une marge d'exploitation de 191 M\$, soit une augmentation de 161 M\$ par rapport au troisième trimestre de 2020 attribuable à la hausse des prix de vente moyens réalisés et aux volumes additionnels provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement, facteurs qui ont été contrebalancés en partie par la hausse des charges d'exploitation unitaires liée aux actifs acquis dans le cadre de l'arrangement;
- réalisé de nombreuses activités de révision, notamment des activités de maintenance sur le terrain nécessitant l'interruption sécuritaire et le redémarrage de la production;
- conclu des ventes préalablement annoncées d'actifs du secteur Hydrocarbures classiques situés dans les secteurs d'East Clearwater et de Kaybob pour un produit brut de 82 M\$, sur un produit brut global d'environ 110 M\$, le reste de ces ventes s'étant conclues en octobre; ces actifs produisaient environ 11,0 milliers de bep par jour;
- enregistré un prix net opérationnel de 15,91 \$ le bep.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2021	2020 ¹⁾	2021	2020 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	833	232	2 235	636
Déduire : Redevances	40	24	103	28
Produits des activités ordinaires	793	208	2 132	608
Charges				
Produits achetés	445	76	1 113	184
Transport et fluidification ²⁾	20	21	57	63
Activités d'exploitation	135	81	417	248
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	2	—	2	—
Marge d'exploitation	191	30	543	113
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ³⁾	9	—	10	—
Amortissement et épuisement	99	75	309	563
Coûts de prospection	—	25	(3)	25
Résultat sectoriel	83	(70)	227	(475)

1) Les chiffres de la période précédente ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour les secteurs opérationnels de la période considérée.

2) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits, ni de leur reprise, tant qu'elles ne sont pas réalisées lorsque les produits sont vendus.

3) Les profits et pertes latents liés à la gestion des risques sont comptabilisés dans le secteur à présenter auquel se rapportent les instruments dérivés. Les chiffres de la période comparative ont été reclassés puisque ces montants étaient comptabilisés dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations avant le 1^{er} janvier 2021.

Produits des activités ordinaires

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, les produits des activités ordinaires comprennent un chiffre d'affaires brut de 445 M\$ et de 1,1 G\$, respectivement (76 M\$ et 186 M\$, respectivement, en 2020), tirés de volumes provenant de tiers qui ne sont pas inclus dans nos mesures de prix unitaires ni dans nos prix nets opérationnels.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, les produits des activités ordinaires comprennent d'autres montants de 10 M\$ et de 53 M\$, respectivement (11 M\$ et 34 M\$, respectivement, en 2020), qui ne sont pas inclus dans nos mesures de prix unitaires ni dans nos prix nets opérationnels, parce qu'ils sont liés à des activités de transformation et de transport pour le compte de tiers.

Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2021	2020	30 septembre 2021	2020
Total – volumes de vente (kbep/j)	131,4	85,7	136,2	91,1
Total – prix réalisé par unité vendue (\$/bep)	31,28	18,28	28,76	16,64
Pétrole brut/léger (\$/b)	87,31	45,16	71,98	37,37
LGN (\$/b)	47,37	21,38	39,79	20,26
Gaz naturel classique (\$/kpi ³)	3,85	2,34	3,69	2,18
Production par produit				
Pétrole brut/léger (Mb/j)	8,7	7,5	8,8	7,6
LGN (Mb/j)	22,8	18,3	26,7	19,9
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	603,2	360,1	605,4	382,3
Total – production quotidienne (kbep/j)	132,0	85,9	136,4	91,2
Production de gaz naturel classique (% par rapport au total)	76	70	74	70
Production de pétrole brut léger et de LGN (% par rapport au total)	24	30	26	30
Taux de redevance réel (%)	11,2	18,5	10,2	7,7
Frais de transport unitaires (\$/bep)	1,64	2,62	1,54	2,51
Charges d'exploitation unitaires (\$/bep)	10,41	9,55	10,57	9,19

Produits des activités ordinaires

Prix

Notre prix de vente réalisé total a augmenté au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 principalement en raison de la hausse des prix de référence du pétrole brut et du gaz naturel.

Volumes de production

Les volumes de production ont augmenté au cours des neuf premiers mois de 2021 en raison principalement des 51,5 milliers de bep par jour provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement. En outre, nous avons mis en production un nombre net de 18 nouveaux puits au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021. Cette augmentation a été en partie annulée par les cessions dans les régions d'East Clearwater et de Kaybob ainsi que par les baisses naturelles.

Redevances

Les actifs du secteur Hydrocarbures classiques sont assujettis à des régimes de redevances en Alberta et en Colombie-Britannique.

Les taux de redevance réels pour le trimestre clos le 30 septembre 2021 ont diminué en raison surtout d'un ajustement au titre de la déduction pour frais d'exploitation d'installations gazières de 8 M\$ comptabilisé en 2020.

Les taux de redevance réels pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 ont augmenté en raison surtout de la hausse des prix réalisés et de la diminution des crédits au titre de la déduction pour frais d'exploitation d'installations gazières.

Les redevances ont augmenté de 16 M\$ et de 75 M\$, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice 2020. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des prix réalisés ainsi qu'à l'accroissement de la production liée aux actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

Charges

Transport

Nos frais de transport correspondent aux coûts que nous engageons pour acheminer le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel du lieu de leur production jusqu'à l'endroit où les produits sont vendus. Les frais de transport unitaires se sont établis en moyenne à 1,64 \$ par bep et 1,54 \$ par bep, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 (2,62 \$ par bep et 2,51 \$ par bep, respectivement, en 2020).

Les frais de transport ont diminué de 1 M\$ et de 6 M\$, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, par rapport aux périodes correspondantes de 2020.

Activités d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 ont été les coûts de la main-d'œuvre, de l'électricité et des réparations et de la maintenance, ainsi que les taxes foncières et les coûts de location. Le total des charges d'exploitation a augmenté de 54 M\$ et de 169 M\$, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, surtout sous l'effet des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

Les charges d'exploitation ont augmenté de 0,86 \$ par bep et de 1,38 \$ par bep, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, par rapport aux périodes correspondantes de 2020. Cette augmentation est principalement imputable aux charges d'exploitation moyennes plus élevées des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement. Les charges d'exploitation unitaires pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, compte non tenu des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement, ont augmenté légèrement d'un exercice à l'autre.

Amortissement et épuisement

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction du total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement tient compte des dépenses engagées jusqu'à maintenant et des dépenses de mise en valeur estimatives qu'il faudra encore engager pour mettre en valeur les réserves prouvées. Ce taux, qui est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué aux volumes de vente et sert à déterminer la charge d'amortissement et d'épuisement de chaque période. Nous sommes d'avis que cette méthode de calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement attribuée à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement moyen pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 s'est établi respectivement à 7,98 \$ le bep et à 8,12 \$ le bep (9,60\$ le bep et 10,00 \$ le bep, respectivement, en 2020).

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques s'est établie respectivement 99 M\$ et à 309 M\$ (75 M\$ et 563 M\$, respectivement, en 2020). Cette hausse durant le trimestre est imputable principalement aux actifs acquis dans le cadre de l'arrangement et a été annulée en partie par une réduction de la base d'amortissement par suite de la comptabilisation de pertes de valeur au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

En cumul depuis le début de l'exercice, la diminution s'explique essentiellement par la comptabilisation de pertes de valeur de 315 M\$ au premier trimestre de 2020 et par une réduction de la base d'amortissement par suite de la comptabilisation d'autres pertes de valeur au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020. Cette diminution a été compensée en partie par les actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

Prix nets opérationnels

(\$/bep)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2021	2020	30 septembre 2021	2020
Prix de vente	31,28	18,28	28,76	16,64
Redevances	3,32	2,95	2,77	1,09
Transport et fluidification	1,64	2,62	1,54	2,51
Charges d'exploitation	10,41	9,55	10,57	9,19
Prix nets opérationnels	15,91	3,16	13,88	3,85

PRODUCTION EXTRACÔTIÈRE

Le secteur Production extracôtière a été acquis dans le cadre de l'arrangement et comprend les activités extracôtières d'exploitation, de prospection et de mise en valeur au large des côtes de la Chine ainsi que la participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence de la coentreprise HCML en Indonésie et les activités d'exploitation, de prospection et de mise en valeur au large de la côte est du Canada.

Au troisième trimestre de 2021, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- réalisé une marge d'exploitation de 328 M\$;
- inscrit un prix net opérationnel de 59,20 \$ le bep;
- atteint une production record en une même journée pour nos actifs d'Indonésie;
- conclu des ententes avec nos partenaires en vue de la restructuration de nos participations directes dans les actifs de la région de l'Atlantique.

Résultats consolidés

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2021	Période de neuf mois close le 30 septembre 2021
Chiffre d'affaires brut	404	1 262
Déduire : Redevances	24	74
Produits des activités ordinaires	380	1 188
Charges		
Transport et fluidification	3	10
Activités d'exploitation	49	166
Marge d'exploitation	328	1 012
Amortissement et épuisement	127	369
Coûts de prospection	3	3
Quote-part revenant à la société du résultat net des entreprises associées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(12)	(36)
Résultat sectoriel	210	676

Amortissement et épuisement

Pour le secteur Production extracôtière, l'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction des réserves productives et mises en valeur prouvées estimatives ou des réserves prouvées et probables établies, ainsi que des coûts de mise en valeur futurs, selon les prix et coûts à terme. Ce taux, qui est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué aux volumes de vente et sert à déterminer la charge d'amortissement et d'épuisement de chaque période. Nous sommes d'avis que cette méthode de calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement attribuée à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par les réserves productives et mises en valeur prouvées ou les réserves prouvées et probables. Le taux d'épuisement moyen du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 s'est établi, respectivement, à 26,75 \$ par bep et à 25,96 \$ par bep.

Nous amortissons les actifs au titre de droits d'utilisation selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimative ou la durée du contrat de location, selon la plus courte des deux.

Prix nets opérationnels

(\$/bep)	Trimestre clos le 30 septembre 2021			
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Atlantique	Total
Prix de vente	73,32	65,39	94,26	74,55
Redevances	4,39	12,78	5,60	5,77
Transport et fluidification	—	—	3,99	0,46
Charges d'exploitation	5,87	9,55	29,44	9,12
Prix nets opérationnels	63,06	43,06	55,23	59,20
Total – volumes de vente (kbep/j)	49,8	10,0	7,8	67,6

(\$/bep)	Période de neuf mois close le 30 septembre 2021			
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Atlantique	Total
Prix de vente	70,61	62,71	85,93	72,25
Redevances	3,94	9,11	6,02	4,98
Transport et fluidification	—	—	2,78	0,49
Charges d'exploitation	5,18	8,67	26,62	9,38
Prix nets opérationnels	61,49	44,93	50,51	57,40
Total – volumes de vente (kbep/j)	50,1	9,4	12,6	72,1

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

Produits des activités ordinaires

Région de l'Asie-Pacifique

En Chine, le projet gazier de Liwan comprend la participation directe de 49 % dans les projets de mise en valeur de gaz naturel des champs productifs de Liwan 3-1 et de Liuhua 34-2 et la participation directe de 75 % dans le champ productif de Liuhua 29-1. Nous avons également conclu des contrats pétroliers visant les blocs 15/33, 16/25 et 23/07 qui sont en phase de prospection. Nous avons foré un puits de prospection au bloc 15/33, dans la mer de Chine méridionale, en octobre 2021. Le bloc 15/33 contient une découverte existante qui a été forée en 2018. Nous envisageons également de forer un puits d'engagement de prospection dans le bloc 23/07 en 2022.

Nous détenons également une participation de 40 % dans HCML, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. HCML exerce des activités de prospection et de production de ressources pétrolières brutes et gazières au large des côtes de l'Indonésie, dans la zone de licence visée par le contrat de partage de la production du détroit de Madura. Cette zone comprend le champ BD en exploitation et la mise en valeur en cours des champs MDA, MBH et MDK. Une décision d'investissement finale a été rendue par HCML à l'égard de la mise en valeur du champ MAC, la mise en production étant prévue au milieu de 2023. Au cours du troisième trimestre de 2021, nous avons obtenu le permis pour la zone du projet de Liwan, et la prospection devrait commencer au cours des prochaines années. La signature d'un contrat de partage de la production devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2021.

Nous détenons également des droits de prospection visant un bloc situé au sud-ouest de l'île de Taiwan, dans la mer de Chine méridionale.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2021	Période de neuf mois close le 30 septembre 2021
Chiffre d'affaires brut	336	965
Déduire : Redevances	20	53
Produits des activités ordinaires	316	912
Charges		
Activités d'exploitation	28	74
Marge d'exploitation	288	838

Résultats d'exploitation

	Trimestre clos le 30 septembre 2021	Période de neuf mois close le 30 septembre 2021
Total – volumes de vente^{1), 2), 3)} (kbep/j)	59,8	59,5
LGN ^{1), 2), 3)} (kb/j)	12,7	12,6
Gaz naturel classique ^{1), 2), 3)} (Mpi ³ /j)	282,8	281,4
Total – prix réalisé par unité vendue³⁾ (\$/bep)	71,99	69,36
LGN ³⁾ (\$/b)	81,82	74,73
Gaz naturel classique ³⁾ (\$/kpi ³)	11,56	11,32
Taux de redevance réel³⁾ (%)	8,0	6,9
Charges d'exploitation unitaires³⁾ (\$/bep)	6,49	5,73

1) Les volumes de vente correspondent approximativement à la production quotidienne totale.

2) Les volumes de vente présentés comprennent la participation directe de Cenovus dans le projet gazier de Liwan.

3) Les volumes de vente présentés, les valeurs unitaires connexes et les taux de redevance reflètent la participation de 40 % de Cenovus dans le projet gazier Madura-BD. Les produits et charges liés à la coentreprise HCML sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence aux fins des états financiers consolidés.

Produits des activités ordinaires

Prix

Le prix que nous recevons pour le gaz naturel est fixé par des contrats à long terme. Le prix obtenu pour les LGN est établi essentiellement en fonction de celui du Brent.

Volumes de production

Les activités de la région Asie-Pacifique ont affiché un bon rendement. Au troisième trimestre, la production quotidienne a été relativement stable par rapport à celle du premier semestre de 2021 en raison de la production accrue en Indonésie attribuable à la demande élevée, ce facteur ayant été annulé en partie par des activités de maintenance planifiées en Chine.

Redevances

Les taux de redevance sont régis par des contrats de partage de la production avec les gouvernements chinois et indonésien.

Charges

Activités d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, les primes d'assurance et les coûts de la main-d'œuvre.

Région de l'Atlantique

Notre programme de prospection et de mise en valeur de l'Atlantique vise principalement le bassin Jeanne d'Arc et la passe Flamande situés au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador. C'est dans le bassin Jeanne d'Arc que se trouvent les champs Hibernia, Terra Nova et Hebron, ainsi que le champ White Rose et ses extensions satellites, dont North Amethyst, West White Rose et South White Rose. Dans le bassin de la passe Flamande, nous détenons une participation directe non exploitée de 35 % dans chacune des découvertes suivantes : Bay du Nord, Bay de Verde, Baccalieu, Harpoon et Mizzen. Nous sommes l'exploitant du champ White Rose et de ses extensions satellites et détenons une participation dans le champ Terra Nova, ainsi que dans plusieurs petits champs non mis en valeur. Nous détenons également des superficies de prospection au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador.

Notre production des neuf premiers mois de 2021 provient du champ White Rose et de ses extensions satellites.

Les activités de production au champ Terra Nova sont suspendues depuis décembre 2019. Au troisième trimestre, Cenovus a conclu des ententes avec ses partenaires visant la restructuration de sa participation directe dans le champ Terra Nova. La participation de Cenovus est passée de 13 % à 34 %. La société a reçu environ 78 M\$, avant les ajustements de clôture, des partenaires sortants à titre de contribution aux futurs passifs relatifs au démantèlement. Le projet de prolongement de la durée d'utilité de l'actif visant le navire de production, de stockage et de déchargement Terra Nova, qui est à quai, ira de l'avant. La production devrait reprendre en 2022.

Le projet West White Rose est toujours reporté, tandis que nous continuons d'évaluer nos options avec nos partenaires. Au troisième trimestre, Cenovus a conclu une entente avec Suncor Energy Inc. visant la diminution de sa participation directe dans le champ White Rose et ses extensions satellites, dans l'éventualité où le redémarrage du projet West White Rose serait autorisé. La participation directe de Cenovus dans le champ initial serait ramenée de 72,5 % à 60,0 %, et sa participation dans les extensions satellites, de 68,9 % à 56,4 %. La décision relative au projet West White Rose devrait être rendue d'ici la mi-2022.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2021	Période de neuf mois close le 30 septembre 2021
Chiffre d'affaires brut	68	297
Déduire : Redevances	4	21
Produits des activités ordinaires	64	276
Charges		
Transport	3	10
Activités d'exploitation	21	92
Marge d'exploitation	40	174

Résultats d'exploitation

	Trimestre clos le 30 septembre 2021	Période de neuf mois close le 30 septembre 2021
Total – volumes de vente		
Pétrole brut léger (kb/j)	7,8	12,6
Total – prix réalisé par unité vendue (\$/b)		
Pétrole brut léger (\$/b)	94,26	85,93
Production quotidienne totale		
Pétrole brut léger (b/j)	13,9	15,3
Taux de redevance réel (%)	5,9	7,0
Charges d'exploitation unitaires (\$/b)	29,44	26,62

Produits des activités ordinaires

Prix

Le prix obtenu pour le pétrole léger est établi essentiellement en fonction de celui du Brent.

Production et volumes de vente

Les activités menées dans l'Atlantique ont affiché un bon rendement. La production a diminué par rapport à celle du premier semestre de 2021 en raison d'interruptions planifiées mineures et d'activités de maintenance planifiées de 15 jours sur le navire de production, de stockage et de déchargement SeaRose (le « NPSD SeaRose »), qui ont commencé vers la fin du troisième trimestre et se sont terminées en octobre.

La production de pétrole léger provenant du champ White Rose est déchargée du NPSD SeaRose vers des navires pétroliers et stockée dans un terminal terrestre avant d'être expédiée aux acheteurs. Il s'écoule donc un intervalle entre la production et les ventes. Nos volumes de vente ont atteint 7,8 milliers de bep par jour et 12,6 milliers de bep par jour, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021.

Redevances

Les redevances du champ White Rose sont fondées sur une entente conclue entre nos partenaires directs et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. Nous payons actuellement une redevance de base de 7,5 % sur le chiffre d'affaires brut du champ White Rose et de 5,0 % sur le chiffre d'affaires brut des extensions satellites.

Charges

Activités d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, les coûts de la main-d'œuvre et ceux liés aux navires et aux hélicoptères. Le total des charges d'exploitation a diminué par rapport à celui des premier et deuxième trimestres de 2021 en raison de la diminution des volumes de vente.

Transport

Les frais de transport comprennent le coût du transport du pétrole du NPSD SeaRose jusqu'aux installations terrestres au moyen de navires pétroliers, ainsi que les frais de stockage.

SECTEURS EN AVAL

FABRICATION AU CANADA

Au 31 décembre 2020, le secteur Fabrication au Canada comprenait les activités du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim.

Le 1^{er} janvier 2021, dans le cadre de l'arrangement, nous avons acquis :

- l'usine de valorisation de Lloydminster, conçue pour traiter une charge d'alimentation en pétrole brut lourd fluidifié et en faire du pétrole brut synthétique de haute qualité à faible teneur en soufre et du diesel à très faible teneur en soufre. Cette usine a une capacité de production de pétrole brut de 81,5 milliers de barils par jour;
- la raffinerie de Lloydminster, qui transforme le pétrole brut lourd et le bitume en produits en asphalte utilisés dans la construction et l'entretien des routes. La raffinerie produit également de l'essence de distillation directe, des distillats en gros et des produits industriels. La raffinerie de Lloydminster a une capacité de production de pétrole brut de 29,0 milliers de barils par jour;
- deux usines d'éthanol, une à Lloydminster, en Saskatchewan, et l'autre à Minnedosa, au Manitoba.

L'usine de valorisation de Lloydminster a la possibilité de s'approvisionner en pétrole brut auprès de nos biens de production par méthode thermique de Lloydminster et de nos biens de production de Tucker. La raffinerie de Lloydminster s'approvisionne en pétrole brut auprès des biens de production par méthode thermique de Lloydminster.

Au troisième trimestre de 2021, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- obtenu un taux d'utilisation combiné moyen du brut de 98 % à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster;
- atteint un taux record de production de diesel pour une même journée à l'usine de valorisation de Lloydminster;
- inscrit une marge d'exploitation de 130 M\$, soit une augmentation de 123 M\$ par rapport à 2020 attribuable aux actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Produits des activités ordinaires	1 215	15	3 109	58
Produits achetés	986	—	2 424	—
Marge brute	229	15	685	58
Charges				
Activités d'exploitation	99	8	284	29
Marge d'exploitation	130	7	401	29
Amortissement et épuiement	41	2	127	6
Résultat sectoriel	89	5	274	23

Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Capacité de production de pétrole brut (kb/j)	110,5	—	110,5	—
Usine de valorisation de Lloydminster (kb/j)	81,5	—	81,5	—
Raffinerie de Lloydminster (kb/j)	29,0	—	29,0	—
Production de pétrole brut (kb/j)	108,3	—	106,0	—
Usine de valorisation de Lloydminster (kb/j)	81,2	—	78,6	—
Raffinerie de Lloydminster (kb/j)	27,1	—	27,4	—
Taux d'utilisation du pétrole brut¹⁾ (%)	98	—	96	—
Production de produits raffinés (kb/j)	109	—	107	—
Écart lié à la mise en valeur²⁾	17,00	—	15,84	—
Marge d'affinage (\$/b)				
Usine de valorisation de Lloydminster (\$/b)	16,93	—	16,91	—
Raffinerie de Lloydminster (\$/b)	19,29	—	16,58	—
Charges d'exploitation³⁾ (\$/b)	9,83	—	9,81	—
Activités de transport ferroviaire de pétrole brut				
Volumes de chargement ⁴⁾ (kb/j)	14,3	—	13,0	33,8
Production d'éthanol (milliers de litres/j)	774,0	—	607,4	—

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

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

3) Charges d'exploitation liées à la production de pétrole brut.

4) Volumes chargés et transportés à l'extérieur de l'Alberta.

Marge brute

Les activités de valorisation assurent la transformation du pétrole brut lourd en pétrole brut synthétique et en distillats à faible teneur en soufre à valeur élevée. La rentabilité de la valorisation dépend principalement de l'écart entre le prix de vente du pétrole brut synthétique et du diesel et le coût de la charge d'alimentation en pétrole brut lourd.

Les activités de la raffinerie de Lloydminster permettent de transformer le pétrole brut lourd en asphalte et en produits industriels. La marge brute dépend principalement des prix du marché pour l'asphalte et d'autres produits industriels et du coût de la charge d'alimentation en pétrole brut lourd.

Les ventes de la raffinerie de Lloydminster ont augmenté en raison de la période d'asphaltage, qui s'étend habituellement de mai à octobre chaque année. La marge brute pour la raffinerie de Lloydminster a augmenté par rapport au premier et au deuxième trimestres en raison de la période d'asphaltage ayant eu cours durant tout le trimestre.

Au troisième trimestre, la marge brute de l'usine de valorisation de Lloydminster a été comparable à celle du deuxième trimestre de 2021 en raison d'une légère hausse de la production et de l'écart lié à la mise en valeur.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, les produits des activités ordinaires comprennent un montant d'environ 55 M\$ lié au règlement, au deuxième trimestre, d'un contrat d'achat ferme relatif aux activités du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 ont été les coûts de la main-d'œuvre, des réparations et de la maintenance et de l'énergie. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, les charges d'exploitation unitaires se sont chiffrées respectivement à 9,83 \$ et 9,81 \$ par baril de brut.

Amortissement et épuisement

Les actifs du secteur Fabrication au Canada sont amortis selon le mode linéaire sur la durée estimative d'utilité de chaque composante des installations, qui varie de trois à 60 ans. La durée d'utilité de ces actifs fait l'objet d'un examen annuel. Les actifs au titre de droits d'utilisation sont amortis selon le mode linéaire sur la durée estimative d'utilité des actifs sous-jacents ou la durée du contrat de location, selon la plus courte des deux. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, la charge d'amortissement et d'épuisement liée à la fabrication au Canada s'est établie respectivement à 41 M\$ et à 127 M\$ (respectivement à 2 M\$ et à 6 M\$ en 2020) par suite de l'acquisition d'actifs dans le cadre de l'arrangement.

FABRICATION AUX ÉTATS-UNIS

Au 31 décembre 2020, les activités du secteur Fabrication aux États-Unis comprenaient les raffineries de Wood River et de Borger détenues conjointement avec l'exploitant Phillips 66. Nous détenons une participation de 50 % dans WRB Refining LP, le propriétaire des raffineries.

Le 1^{er} janvier 2021, dans le cadre de l'arrangement, nous avons acquis :

- la raffinerie de Lima, que nous détenons à 100 %, située à Lima, en Ohio. La raffinerie produit de l'essence à faible teneur en soufre, de l'essence de base, du diesel à très faible teneur en soufre, du carburéacteur, des matières premières pétrochimiques et d'autres sous-produits;
- la raffinerie de Toledo, dans laquelle nous détenons une participation de 50 %, située près de Toledo, en Ohio. La raffinerie est détenue conjointement avec l'opérateur, BP. Les produits de la raffinerie comprennent de l'essence à faible teneur en soufre, du diesel à très faible teneur en soufre, du carburant d'aviation et d'autres sous-produits;
- la raffinerie Superior, que nous détenons à 100 %, située à Superior, dans le Wisconsin. Le 26 avril 2018, un incident est survenu à la raffinerie lors de sa préparation à une révision de grande envergure et a entraîné sa mise hors service. La raffinerie est en reconstruction et devrait redémarrer vers le premier trimestre de 2023.

Au troisième trimestre de 2021, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- augmenté davantage la production, pour une utilisation moyenne du pétrole brut de 89 %, en raison de l'amélioration des conditions du marché et du bon rendement des actifs;
- subi les répercussions d'interruptions de service temporaires non planifiées aux raffineries de Wood River et de Borger, ce qui a eu un effet négatif sur la production.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2021	2020 ¹⁾	2021	2020 ¹⁾
Produits des activités ordinaires	5 723	1 237	13 889	3 633
Produits achetés	5 171	1 133	12 320	3 413
Marge brute	552	104	1 569	220
Charges				
Activités d'exploitation	413	179	1 212	564
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	17	2	48	(6)
Marge d'exploitation	122	(77)	309	(338)
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ²⁾	5	(3)	38	(1)
Amortissement et épuisement	103	518	320	666
Résultat sectoriel	14	(592)	(49)	(1 003)

1) Les chiffres de la période précédente ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour les secteurs opérationnels de la période considérée.

2) Les profits et pertes latents liés à la gestion des risques sont comptabilisés dans le secteur à présenter auquel se rapportent les instruments dérivés. Les chiffres de la période comparative ont été reclassés puisque ces montants étaient comptabilisés dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations avant le 1^{er} janvier 2021.

Sommaire des résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Capacité de production de pétrole brut (kb/j)	502,5	247,5	502,5	247,5
Raffineries de Wood River et de Borger ¹⁾	247,5	247,5	247,5	247,5
Raffinerie de Lima	175,0	—	175,0	—
Raffinerie de Toledo ¹⁾	80,0	—	80,0	—
Production de pétrole brut (kb/j)	445,8	191,1	415,0	191,5
Raffineries de Wood River et de Borger ¹⁾	211,7	191,1	197,1	191,5
Raffinerie de Lima	163,1	—	149,6	—
Raffinerie de Toledo ¹⁾	71,0	—	68,3	—
Production par produit (kb/j)				
Pétrole brut lourd	143,8	76,9	133,0	77,1
Pétrole brut léger et moyen	302,0	114,2	282,0	114,4
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	89	77	83	77
Marge de raffinage²⁾ (\$/b)	13,45	5,91	13,84	4,22
Charges d'exploitation²⁾ (\$/b)	10,03	10,18	10,69	10,76

1) Représente la participation de 50 % de Cenovus dans les raffineries de Wood River, de Borger et de Toledo.

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

Toutes les raffineries continuent d'optimiser leur production en fonction des conditions du marché. Les taux de production ont été réduits au début du premier trimestre en raison de la faiblesse des marges de craquage et aux deuxième et troisième trimestres en raison d'interruptions planifiées et non planifiées.

Aux raffineries de Wood River et de Borger, les activités de révision planifiées ont commencé au premier trimestre et se sont terminées à la mi-mai et au début avril, respectivement. La production a également subi l'incidence, de façon provisoire, d'interruptions non planifiées au cours des deuxième et troisième trimestres.

La raffinerie de Lima a été temporairement mise hors service au premier trimestre en raison d'un incident ayant entraîné l'arrêt de notre craqueur catalytique à lit fluidisé. De plus, pendant deux semaines en février, la tempête hivernale Uri a provoqué une perturbation du service du pipeline Mid-Valley qui achemine la charge d'alimentation à la raffinerie, ce qui a eu une incidence supplémentaire sur la production. Les taux de production ont été progressivement accrus en mars à mesure que les conditions du marché s'amélioraient. Au deuxième trimestre, des activités de maintenance planifiées réalisées par un tiers sur les pipelines Mid-Valley et West Texas Gulf ont eu pour conséquence de réduire la production. Les taux de production ont augmenté à la fin de mai et au début de juin, une fois les travaux terminés. Nous avons obtenu un taux d'utilisation de 93 % au troisième trimestre grâce au très bon rendement de la raffinerie de Lima. La production a ralenti à la fin de septembre en prévision d'activités de révision planifiées qui seront réalisées au quatrième trimestre.

À la raffinerie de Toledo, la production a été optimisée conformément à la demande du marché durant les neuf premiers mois de 2021.

Marge brute

Les marges de craquage sur le marché sont des indicateurs de la marge résultant de la transformation de pétrole brut en produits raffinés, alors que les marges de craquage qu'obtient Cenovus sur le raffinage, qui correspondent à la marge brute par baril, sont tributaires de nombreux facteurs, notamment la diversité de la charge d'alimentation en pétrole brut traitée, la configuration des raffineries et la proportion d'essence, de distillats et de produits secondaires qui composent leur production, le délai entre l'achat du pétrole brut alimentant les raffineries et le moment où celles-ci traitent ce pétrole brut, ainsi que les coûts de la charge d'alimentation. Le traitement de pétrole brut moins coûteux par rapport au traitement du WTI crée un avantage relativement au coût de la charge d'alimentation. Ces derniers sont établis selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.

Au troisième trimestre de 2021, la marge brute a augmenté de 448 M\$ par rapport au troisième trimestre de 2020, principalement en raison de l'augmentation de la production de pétrole brut et des marges de craquage. Cette hausse a été annulée en partie par l'augmentation des coûts des NIR et par la réduction des marges sur les produits à prix fixe en raison de la hausse du prix de référence du WTI.

Au cours de neuf premiers mois de 2021, la marge brute a augmenté de 1,3 G\$ par rapport à 2020 en raison de l'amélioration des marges de craquage ainsi que de l'augmentation de la production, ces facteurs ayant été annulés en partie par l'augmentation des coûts des NIR et la réduction de la marge sur les produits légers et à prix fixe.

La marge brute a aussi augmenté pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 grâce à la production de brut et aux volumes de vente supplémentaires des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, le coût des NIR s'est établi respectivement à 248 M\$ et à 733 M\$ (50 M\$ et 119 M\$, respectivement, en 2020) en raison du coût plus élevé des NIR et des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement. Les prix des NIR se sont établis respectivement à 7,32 \$ US et à 6,97 \$ US le baril, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 (respectivement 2,64 \$ US et 2,14 \$ US le baril en 2020). Les prix des NIR ont été volatils au cours des neuf premiers mois de 2021, s'établissant entre un peu plus de 4,00 \$ US le baril et près de 10,00 \$ US le baril.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, de la main-d'œuvre et des services publics. Au troisième trimestre de 2021, les charges d'exploitation ont augmenté de 234 M\$ par rapport à celles du troisième trimestre de 2020, ce qui est attribuable aux actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

Au cours des neuf premiers mois de 2021, les charges d'exploitation ont augmenté de 648 M\$ d'un exercice à l'autre. Cette augmentation s'explique par ce qui suit :

- les actifs acquis dans le cadre de l'arrangement;
- les activités de révision aux raffineries de Wood River et de Borger;
- la hausse des prix des services publics aux raffineries de Lima et de Borger imputable aux répercussions de la tempête hivernale Uri au premier trimestre de 2021;
- la préparation en vue d'activités de révision planifiées à la raffinerie de Lima au quatrième trimestre de 2021.

Amortissement et épuisement

Les actifs du secteur Fabrication aux États-Unis sont amortis selon le mode linéaire sur la durée estimative d'utilité de chaque composante des installations, qui varie de trois à 60 ans. La durée d'utilité de ces actifs fait l'objet d'un examen annuel. Les actifs au titre de droits d'utilisation sont amortis selon le mode linéaire sur la durée estimative d'utilité des actifs sous-jacents ou la durée du contrat de location, selon la plus courte des deux. La charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Fabrication aux États-Unis s'est établie à 103 M\$ et 320 M\$, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 (518 M\$ et 666 M\$, respectivement, en 2020). Cette diminution est attribuable à une perte de valeur de 450 M\$ liée à l'UGT Borger au troisième trimestre de 2020 qui a été annulée en partie par l'acquisition d'actifs dans le cadre de l'arrangement.

VENTE

Les activités du secteur Vente ont été acquises le 1^{er} janvier 2021 dans le cadre de l'arrangement.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, notre réseau de vente commerciale et au détail comptait respectivement en moyenne 527 et 534 points de vente de produits pétroliers de marque Husky et Esso exploités de manière autonome. Notre modèle d'exploitation pour la vente commerciale et au détail est fondé autant sur des sites détenus et exploités par la société que des sites détenus et exploités par des concessionnaires affichant notre marque. Le réseau comprend des postes d'essence avec et sans service, des relais routiers et des établissements à carte-accès desservant des marchés urbains et ruraux partout au Canada, tandis que nos distributeurs en gros vendent directement aux marchés commerciaux et agricoles des provinces des Prairies.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2021	Période de neuf mois close le 30 septembre 2021
Chiffre d'affaires brut	592	1 540
Produits achetés	551	1 434
Marge brute	41	106
Charges		
Activités d'exploitation	25	73
Marge d'exploitation	16	33
Amortissement et épuisement	11	36
Résultat sectoriel	5	(3)

Sommaire des résultats d'exploitation

	Trimestre clos le 30 septembre 2021	Période de neuf mois close le 30 septembre 2021
Volume de vente de carburant, y compris en gros		
Ventes de carburant (millions de litres/j)	7,3	6,9
Ventes de carburant par point de vente (milliers de litres/j)	13,9	12,8

Marge brute

La marge brute est établie principalement en fonction des prix de l'essence et du diesel ainsi que des prix de détail des carburants à moteur.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, les taxes foncières ainsi que les coûts de la main-d'œuvre et des services publics.

Amortissement et épusement

Les actifs du secteur Vente sont amortis selon le mode linéaire sur la durée estimative d'utilité de chaque composante des installations, qui varie de trois à 60 ans. La durée d'utilité de ces actifs fait l'objet d'un examen annuel. Les actifs au titre de droits d'utilisation sont amortis selon le mode linéaire sur la durée estimative d'utilité des actifs sous-jacents ou la durée du contrat de location, selon la plus courte des deux. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, la charge d'amortissement et d'épusement du secteur Vente s'est établie respectivement à 11 M\$ et à 36 M\$ par suite de l'acquisition d'actifs de vente au détail dans le cadre de l'arrangement.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, les activités au titre de la gestion des risques à l'échelle de la société ont donné lieu à des pertes réalisées liées à la gestion des risques de 91 M\$ (4 M\$ en 2020) en raison surtout de la réalisation, au premier trimestre de 2021, des contrats d'options de vente et d'achat de WTI acquis dans le cadre de l'arrangement.

Charges

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2021	2020	30 septembre 2021	2020
Frais généraux et frais d'administration ¹⁾	158	51	491	124
Charges financières	360	145	836	391
Produit d'intérêts	(4)	(2)	(11)	(4)
Coûts d'intégration	45	—	302	—
(Profit) perte de change, montant net	196	(159)	(93)	168
Réévaluation du paiement éventuel	135	(31)	571	(97)
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(25)	(1)	(97)	—
Autres (produits) charges, montant net ²⁾	(107)	(14)	(208)	(52)
	758	(11)	1 791	530

1) La provision au titre de contrats déficitaires de 1 M\$ et 4 M\$, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, a été reclassée dans les frais généraux et frais d'administration.

2) Des frais de recherche de 3 M\$ et 8 M\$, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020, ont été reclassés au poste Autres (produits) charges, montant net.

Frais généraux et frais d'administration

Les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été les coûts de la main-d'œuvre, les primes d'intéressement à long terme, les coûts des technologies de l'information et les charges d'exploitation associées à notre portefeuille immobilier. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, les frais généraux et frais d'administration ont augmenté d'un exercice à l'autre en raison de l'augmentation des effectifs découlant de l'arrangement. En outre, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, les primes d'intéressement à long terme ont augmenté par rapport aux périodes correspondantes de 2020 en raison de la hausse du cours des actions, comparativement à une baisse du cours des actions en 2020.

Charges financières

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, les charges financières ont augmenté de 215 M\$ et de 445 M\$, respectivement, en raison de la charge d'intérêts sur la dette à long terme reprise dans le cadre de l'arrangement. Par ailleurs, les charges financières comprennent une prime nette au remboursement de la dette à long terme de 115 M\$ au troisième trimestre de 2021. La désactualisation des passifs relatifs au démantèlement et la charge d'intérêts liée aux obligations locatives occasionnée par les passifs repris dans le cadre de l'arrangement ont également contribué à l'augmentation.

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette s'est établi à 4,7 % et à 4,6 %, respectivement (4,8 % pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020).

Coûts d'intégration

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, nous avons engagé des coûts de 45 M\$ et de 302 M\$, respectivement, par suite de l'arrangement, compte non tenu des dépenses d'investissement. Les coûts d'intégration comprenaient des indemnités de départ de 171 M\$, des coûts de transaction de 65 M\$ et d'autres coûts liés à l'intégration de 66 M\$ pour les neuf premiers mois de 2021.

Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
(Profit) perte de change latent	111	(140)	(220)	229
(Profit) perte de change réalisé	85	(19)	127	(61)
	<u>196</u>	<u>(159)</u>	<u>(93)</u>	<u>168</u>

Au troisième trimestre de 2021 et en cumul depuis le début de l'exercice, des pertes de change latentes de 111 M\$ et des profits de change latents de 220 M\$, respectivement, ont été comptabilisés, principalement par suite de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, des pertes de change réalisées de 85 M\$ et de 127 M\$, respectivement, ont été comptabilisées, principalement en raison de la constatation d'une perte de 139 M\$ au rachat de titres d'emprunt libellés en dollars américains au troisième trimestre.

Réévaluation du paiement éventuel

En ce qui concerne la production de Foster Creek et de Christina Lake, Cenovus a convenu de verser des paiements trimestriels à ConocoPhillips Company et à certaines de ses filiales (« ConocoPhillips ») au cours des cinq années suivant la date de clôture de l'acquisition, le 17 mai 2017, de la participation de 50 % que ConocoPhillips détenait dans FCCL Partnership (l'« acquisition de 2017 ») pour chaque trimestre où le prix moyen du pétrole brut WCS serait supérieur à 52 \$ le baril. Le paiement trimestriel est de 6 M\$ pour chaque dollar en excédent du prix du WCS de 52 \$ le baril. Les paiements éventuels ne sont pas plafonnés. Le calcul comporte un mécanisme d'ajustement tenant compte de certaines interruptions de production importantes à Foster Creek et à Christina Lake, qui pourrait réduire le montant d'un paiement éventuel.

Le paiement éventuel est comptabilisé à titre d'option financière. La juste valeur de 392 M\$ au 30 septembre 2021 a été estimée en calculant la valeur actualisée des flux de trésorerie attendus futurs à l'aide d'un modèle d'évaluation d'options. Le paiement éventuel est réévalué à la juste valeur à chaque date de clôture, et les variations de la juste valeur sont imputées au résultat net. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, des pertes au titre de la réévaluation hors trésorerie de 135 M\$ et de 571 M\$, respectivement, ont été comptabilisées. Au 30 septembre 2021, la somme de 119 M\$ était exigible aux termes de l'entente. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2021, nous avons versé un montant de 90 M\$ en vertu de cette entente, dont une tranche de 56 M\$ a été comptabilisée à titre d'entrée de trésorerie liée aux activités d'exploitation, en réduction des fonds provenant de l'exploitation ajustés. Tous les paiements subséquents seront comptabilisés en réduction des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés.

Le prix à terme moyen du WCS pour la durée résiduelle du paiement éventuel est de 77,66 \$ le baril. Le prix à terme trimestriel estimatif du WCS pour la durée résiduelle de l'entente est de l'ordre d'environ 75,57 \$ le baril à 79,73 \$ le baril.

Autres (produits) charges, montant net

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, les autres (produits) charges ont augmenté de 93 M\$ et de 156 M\$, respectivement. Cette augmentation au troisième trimestre est essentiellement attribuable au règlement d'un litige en faveur de Cenovus. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, le produit d'assurance lié à l'interruption des activités de la raffinerie Superior était de néant et de 45 M\$, respectivement. Le profit lié à la réévaluation des bons de souscription de Headwater a donné lieu à la comptabilisation d'autres produits d'un montant de 2 M\$ pour le troisième trimestre et de 27 M\$ en cumul depuis le début de l'exercice.

Amortissement et épuisement

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend des dotations au titre d'actifs non sectoriels comme le matériel informatique, les améliorations locatives, le mobilier de bureau et certains actifs au titre de droits d'utilisation. Les actifs non sectoriels sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimative des actifs en question, qui va de trois à 25 ans. Les actifs au titre de droits d'utilisation sont amortis selon le mode linéaire sur la durée estimative d'utilité des actifs sous-jacents ou la durée du contrat de location. La dotation à l'amortissement et à l'épuisement s'est chiffrée à 29 M\$ et à 91 M\$, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 (27 M\$ et 104 M\$, respectivement, en 2020). La diminution de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 s'explique principalement par une perte de valeur de 8 M\$ liée à des améliorations locatives comptabilisée en 2020.

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2021	2020	30 septembre 2021	2020
Charge d'impôt exigible				
Canada	58	(1)	72	(3)
États-Unis	—	—	—	1
Région de l'Asie-Pacifique	34	—	115	—
Autres pays	—	—	1	—
Charge (produit) d'impôt exigible	92	(1)	188	(2)
Charge (produit) d'impôt différé	191	(177)	281	(656)
Total de la charge (du produit) d'impôt	283	(178)	469	(658)

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 donc 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.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, la société a comptabilisé une charge d'impôt exigible se rapportant principalement au résultat imposable au Canada et dans la région de l'Asie-Pacifique. Cette hausse est imputable aux activités de la région Asie-Pacifique acquises dans le cadre de l'arrangement et à l'augmentation du résultat par rapport au troisième trimestre de 2020.

Notre taux d'imposition effectif est fonction de la relation entre le total de la charge (du produit) d'impôt et le résultat avant impôt. Le taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi parce qu'il tient compte de taux différents dans d'autres territoires de compétences, des écarts de change non imposables, des ajustements au titre des modifications des taux d'imposition et autres dispositions des lois fiscales, des ajustements de la base fiscale des actifs de raffinage, de la variation des réserves estimatives et des écarts entre la charge d'impôt et les montants réels déclarés ultérieurement aux autorités fiscales et d'autres différences permanentes.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre 2021	2020	30 septembre 2021	2020
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation	2 138	732	3 735	23
Activités d'investissement	(327)	(136)	(547)	(663)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	1 811	596	3 188	(640)
Activités de financement	(913)	(322)	(1 591)	901
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en devises	57	(22)	35	(43)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	955	252	1 632	218
			30 septembre 2021	31 décembre 2020
Trésorerie et équivalents de trésorerie			2 010	378
Dettes¹⁾			13 034	7 562

¹⁾ Comprend la dette à long terme et les emprunts à court terme. Le 1^{er} janvier 2021, à la clôture de l'arrangement, nous avons acquis de la trésorerie et des équivalents de trésorerie d'un montant de 735 M\$ ainsi qu'une dette d'un montant de 6,6 G\$.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont augmenté par rapport à 2020, en raison principalement de la hausse de la marge d'exploitation et des distributions reçues de la part des entreprises liées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Cette augmentation a été en partie annulée par la variation du fonds de roulement hors trésorerie ainsi que par la hausse des charges financières, des frais généraux et frais d'administration et des frais d'intégration, dont une analyse est présentée à la rubrique « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion.

Compte non tenu de la partie courante du paiement éventuel, notre fonds de roulement s'élevait à 2,8 G\$ au 30 septembre 2021, comparativement à 653 M\$ au 31 décembre 2020. L'augmentation du fonds de roulement s'explique avant tout par le fonds de roulement acquis dans le cadre de l'arrangement et par l'amélioration du contexte des prix des marchandises, dont une analyse est présentée à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion. Le fonds de roulement a augmenté en raison du relèvement des stocks et des comptes débiteurs et produits à recevoir, ce facteur ayant été annulé en partie par la hausse des comptes créditeurs et charges à payer et de la partie courante de la dette à long terme.

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

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont augmenté au trimestre clos le 30 septembre 2021 par rapport à 2020 en raison surtout de l'augmentation des dépenses d'investissement, en partie annulée par le produit de la sortie d'actifs et le montant net de trésorerie reçu lors de la prise en charge de passifs relatifs au démantèlement dans le cadre de la restructuration de notre participation directe dans le champ Terra Nova.

Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont diminué pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 par rapport à 2020 en raison surtout de la trésorerie acquise dans le cadre de l'arrangement et du produit de la sortie d'actifs, ces facteurs étant en partie annulés par les dépenses d'investissement plus élevées attribuables à l'accroissement de la base d'actifs acquise dans le cadre de l'arrangement.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Au cours du troisième trimestre de 2021, nous avons réalisé une offre publique d'achat aux États-Unis totalisant 1,25 G\$ US de billets de premier rang non garantis consistant en une tranche de billets de premier rang non garantis à 2,65 % d'un montant de 500 M\$ US échéant le 15 juillet 2032 et une tranche de billets de premier rang non garantis à 3,75 % d'un montant de 750 M\$ US échéant le 15 février 2052. Nous avons également versé un montant de 1,8 G\$ US pour racheter une partie de nos billets non garantis d'un capital de 1,7 G\$ US. Par ailleurs, nous avons remboursé un montant de 19 M\$ sur nos emprunts à court terme.

Au cours des neuf premiers mois de 2021, nous avons remboursé un montant de 108 M\$ sur nos emprunts à court terme et un montant de 350 M\$ sur nos emprunts à long terme renouvelables. Au cours des neuf premiers mois de 2020, nous avons versé un montant de 81 M\$ US pour racheter une partie de nos billets non garantis d'un capital de 100 M\$ US.

Dette totale

La dette totale, y compris les emprunts à court terme, s'établissait à 13,0 G\$ au 30 septembre 2021 (7,6 G\$ au 31 décembre 2020). L'accroissement de la dette totale s'explique avant tout par la reprise de la dette à la clôture de l'arrangement le 1^{er} janvier 2021, dont la juste valeur était de 6,6 G\$. Le montant en capital de la dette reprise de Husky, soit 4,9 G\$, est remboursable aux prêteurs entre 2022 et 2037. Nous avons réduit notre dette totale de 1,2 G\$ depuis la clôture de l'arrangement, tel qu'il est indiqué dans la rubrique « Flux de trésorerie liés aux activités de financement » ci-dessus.

Au 30 septembre 2021, nous respectons toutes les conditions de nos conventions d'emprunt.

Le 20 octobre 2021, la société a versé un montant de 433 M\$ US pour racheter ses billets à 3,95 % échéant le 15 avril 2022 et ses billets à 3,00 % échéant le 15 août 2022 d'un capital de 425 M\$ US toujours en circulation, ce qui a donné lieu à une prime au rachat de 6 M\$. Après le rachat, les billets non garantis libellés en dollars américains toujours en circulation totalisaient 7,4 G\$ US, et les billets non garantis libellés en dollars canadiens toujours en circulation totalisaient 2,8 G\$.

Dividendes sur les actions ordinaires

Au troisième trimestre de 2021, les dividendes que nous avons versés se sont chiffrés à 35 M\$, soit 0,0175 \$ par action ordinaire (néant en 2020).

Au cours des neuf premiers mois de 2021, les dividendes que nous avons versés se sont chiffrés à 106 M\$, soit 0,0525 \$ par action ordinaire (77 M\$, soit 0,0625 \$ par action ordinaire en 2020). La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration de la société et est réexaminée tous les trimestres.

Dividendes sur les actions privilégiées rachetables par anticipation à dividende cumulatif

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, des dividendes totalisant 9 M\$ et 26 M\$, respectivement, ont été versés sur les actions privilégiées des séries 1, 2, 3, 5 et 7. La déclaration d'un dividende sur les actions privilégiées est à l'entière discrétion du conseil d'administration de la société et réexaminée tous les trimestres.

Sources de liquidités disponibles

Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 30 septembre 2021 :

(en millions de dollars)	Échéance	Montant disponible
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Sans objet	2 010
Facilités de crédit engagées		
Facilité de crédit renouvelable de 6,0 G\$ – tranche A	Août 2025	4 000
Facilité de crédit renouvelable de 6,0 G\$ – tranche B	Août 2024	2 000
Facilités remboursables à vue non engagées		
Cenovus Energy Inc.	Sans objet	1 019
WRB Refining LP (quote-part revenant à Cenovus)	Sans objet	143
Société en commandite Sunrise Oil Sands (quote-part revenant à Cenovus)	Sans objet	5

Nous prévoyons de financer nos besoins en trésorerie à court terme au moyen des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ainsi que par l'utilisation prudente de notre capacité d'emprunt, y compris des prélèvements sur nos facilités de crédit engagées et nos facilités remboursables à vue non engagées, et d'autres occasions commerciales ou financières qui pourraient s'offrir à nous. Au cours du trimestre, Fitch Ratings a rehaussé notre notation pour l'amener au niveau « qualité investissement ». Nous entendons bien conserver les notes de crédit d'excellente qualité que nous ont accordées S&P Global Ratings, Moody's Investor Services, DBRS Limited et Fitch Ratings. Le coût et la disponibilité des emprunts et l'accès à des sources de liquidités et à des capitaux sont tributaires des notations de crédit établies par des agences de notation indépendantes et des conditions du marché.

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

Facilités de crédit engagées

Le 18 août 2021, les facilités de crédit engagées d'un montant de 8,5 G\$, qui comprennent les facilités reprises dans le cadre de l'arrangement, ont été annulées et remplacées par une facilité de crédit renouvelable engagée de 6,0 G\$. La facilité de crédit renouvelable engagée se compose d'une tranche de 2,0 G\$ échéant le 18 août 2024 et d'une tranche de 4,0 G\$ échéant le 18 août 2025.

Facilités remboursables à vue non engagées

Nous disposons de facilités remboursables à vue non engagées de 2,4 G\$, dont une tranche de 1,3 G\$ peut être prélevée à des fins générales, la totalité du montant pouvant servir à l'émission de lettres de crédit. Au 30 septembre 2021, aucun prélèvement n'avait été effectué (néant au 31 décembre 2020) sur ces facilités de crédit, et des lettres de crédit totalisant 507 M\$ (441 M\$ au 31 décembre 2020) avaient été émises.

WRB Refining LP dispose de facilités remboursables à vue non engagées de 300 M\$ US (notre quote-part s'établissant à 150 M\$ US) pouvant servir à combler ses besoins en fonds de roulement à court terme. Au 30 septembre 2021, WRB Refining LP avait effectué un prélèvement de 75 M\$ US sur ces facilités, notre quote-part s'établissant à 38 M\$ US (48 M\$) (121 M\$ au 31 décembre 2020).

La société en commandite Sunrise Oil Sands dispose d'une facilité de crédit remboursable à vue non engagée de 10 M\$ pouvant servir à des fins générales. Notre quote-part s'établit à 5 M\$. Aucun montant n'avait été prélevé sur cette facilité de crédit remboursable à vue au 30 septembre 2021 (néant au 31 décembre 2020).

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

Le 31 mars 2021, dans le cadre de l'arrangement et du regroupement subséquent de Husky Energy Inc. au sein de Cenovus Energy Inc., Cenovus Energy Inc. est devenue le débiteur direct aux termes des billets à 3,95 % d'un montant de 500 M\$ US échéant en 2022, des billets à 4,00 % d'un montant de 750 M\$ US échéant en 2024, des billets à 3,55 % d'un montant de 750 M\$ échéant en 2025, des billets à 3,60 % d'un montant de 750 M\$ échéant en 2027, des billets à 3,50 % d'un montant de 1,25 G\$ échéant en 2028, des billets à 4,40 % d'un montant de 750 M\$ US échéant en 2029, des billets à 6,80 % d'un montant de 387 M\$ US échéant en 2037 et d'autres obligations directes de Husky Energy Inc.

Le 13 septembre 2021, la société a réalisé une offre publique d'achat aux États-Unis totalisant 1,25 G\$ US de billets de premier rang non garantis consistant en une tranche de billets de premier rang non garantis à 2,65 % d'un montant de 500 M\$ US échéant le 15 juillet 2032 et une tranche de billets de premier non garantis à 3,75 % d'un montant de 750 M\$ US échéant le 15 février 2052.

En septembre 2021, la société a également versé un montant de 1,8 G\$ US pour racheter une partie de ses billets non garantis d'un capital de 1,7 G\$ US. Une prime nette au rachat de 115 M\$ a été comptabilisée dans les charges financières. Les montants de capital des billets non garantis de Cenovus ci-après ont été rachetés :

- billets non garantis à 3,95 % échéant en 2022 – 254 M\$ US;
- billets non garantis à 3,00 % échéant en 2022 – 321 M\$ US;
- billets non garantis à 3,80 % échéant en 2023 – 335 M\$ US;
- billets non garantis à 4,00 % échéant en 2024 – 481 M\$ US;
- billets non garantis à 5,38 % échéant en 2025 – 334 M\$ US.

Le 20 octobre 2021, la société a racheté ses billets à 3,95 % échéant le 15 avril 2022 et ses billets à 3,00 % échéant le 15 août 2022 d'un capital de 425 M\$ US toujours en circulation.

Prospectus préalable de base

Au 30 septembre 2021, des émissions de 2,4 G\$ US pouvaient encore être effectuées aux termes du prospectus préalable de base, qui a été remplacé. Le 7 octobre 2021, nous avons déposé le prospectus préalable de base qui nous permet d'émettre à l'occasion, au Canada, aux États-Unis ou ailleurs, là où la loi l'autorise, des titres d'emprunt, des actions ordinaires, des actions privilégiées, des reçus de souscription, des bons de souscription, des contrats d'achat d'actions et des unités, d'un montant pouvant aller jusqu'à 5,0 G\$ US ou l'équivalent dans d'autres devises. Le prospectus préalable de base vient à échéance en novembre 2023 et remplace le prospectus préalable de base de 5,0 G\$ US qui venait à échéance en octobre 2021.

Ratios financiers

Cenovus surveille sa structure du capital et ses besoins en financement en utilisant, entre autres, des ratios financiers hors PCGR comme le ratio dette nette/BAIIA ajusté et le ratio dette nette/capitaux permanents. Les mesures hors PCGR qu'emploie la société se définissent comme suit : la dette nette s'entend des emprunts à court terme ainsi que des parties courante et non courante de la dette à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des placements à court terme; les capitaux permanents correspondent à la dette nette plus les capitaux propres; le BAIIA ajusté correspond au bénéfice net avant les charges financières, les produits d'intérêts, la charge (le produit) d'impôt sur le résultat, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement, les dépenses de prospection, les pertes de valeur du goodwill, les pertes de valeur d'actifs et les reprises sur celles-ci, les profits ou les pertes latents liés à la gestion des risques, les profits ou pertes de change, le profit lié à la réévaluation, la réévaluation du paiement éventuel, le profit ou la perte à la sortie d'actifs, les autres profits ou pertes nets et la quote-part du bénéfice ou de la perte des satellites comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, calculée sur une base de douze mois. Ces ratios sont utilisés pour gérer la dette globale de Cenovus et servent de mesures de la santé financière générale de la société.

	30 septembre 2021	31 décembre 2020
Ratio dette nette/capitaux permanents ¹⁾ (%)	31	30
Ratio dette nette/BAIIA ajusté (fois)	1,7x	11,9x

¹⁾ Le ratio dette nette/capitaux permanents s'entend de la dette nette divisée par la somme de la dette nette et des capitaux propres.

Nous visons un ratio dette nette/BAIIA ajusté inférieur à 2,0x. Ce ratio peut parfois être supérieur à celui ciblé en raison de facteurs comme la faiblesse persistante des prix des marchandises. Nous avons pour objectif de maintenir une discipline rigoureuse en matière de capital et de gérer notre structure financière de façon à disposer de liquidités suffisantes à tous les stades du cycle économique. Pour assurer notre résilience financière, nous pouvons, entre autres, modifier nos dépenses d'investissement et d'exploitation, effectuer des prélèvements sur nos facilités de crédit ou rembourser la dette existante, ajuster les dividendes versés aux actionnaires, racheter des actions ordinaires pour les annuler, émettre de nouveaux titres d'emprunt ou émettre de nouvelles actions.

Au 31 décembre 2020, avant l'arrangement, notre ratio dette nette/capitaux permanent était de 30 %. Ce ratio est passé à 36 % le 31 mars 2021, principalement en raison de la dette nette reprise dans le cadre de l'arrangement. Au 30 juin 2021, nous avons réduit notre ratio dette nette/capitaux permanents à 34 %, et par la suite à 31 %, au 30 septembre 2021. Ces réductions ont été rendues possibles grâce à nos efforts continus pour réduire notre dette nette, dont une analyse est fournie dans la rubrique « Flux de trésorerie liés aux activités de financement » ci-dessus.

Au 30 septembre 2021, notre ratio dette nette/BAIIA ajusté s'établissait à 1,7x. Ce ratio a diminué par rapport à celui du quatrième trimestre de 2020 en raison de la marge d'exploitation supérieure pour les neuf premiers mois de 2021, ce facteur étant en partie annulé par la hausse de la dette nette découlant de l'arrangement. Pour de plus amples renseignements à ce sujet, se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion.

Nous respectons toutes les modalités de nos conventions d'emprunt. Aux termes de notre facilité de crédit engagée, nous sommes tenus de conserver un ratio dette/capitaux permanents total, tel qu'il est défini dans les conventions, ne dépassant pas 65 %. Ce ratio se situe bien en deçà de ce plafond.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les ratios financiers et la structure du capital de la société, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires.

Capital social et régimes de rémunération fondée sur des actions

Aux termes de l'arrangement, nous avons acquis la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de Husky en contrepartie de l'émission de 0,7845 action ordinaire de Cenovus et de 0,0651 bon de souscription de Cenovus pour chaque action ordinaire de Husky. Nous avons émis 788,5 millions d'actions ordinaires de Cenovus ayant une juste valeur de 6,1 G\$, d'après le cours de clôture de l'action de 7,75 \$ le 31 décembre 2020 à la Bourse de Toronto. De plus, 65,4 millions de bons de souscription d'actions ordinaires ont été émis. Chaque bon de souscription entier donne à son porteur le droit d'acquérir une action ordinaire de Cenovus sur une période de cinq ans au prix d'exercice de 6,54 \$ l'action. La juste valeur des bons de souscription était évaluée à 216 M\$. Nous avons aussi acquis toutes les actions privilégiées émises et en circulation de Husky en contrepartie de 36,0 millions d'actions privilégiées de premier rang de Cenovus selon des modalités essentiellement identiques et d'une juste valeur de 519 M\$.

Nous disposons d'un certain nombre de régimes de rémunération fondée sur des actions et de droits de règlement net, d'unités d'actions liées au rendement (« UAR »), d'unités d'actions de négociation restreinte (« UANR ») et d'unités d'actions différées (« UAD »). Dans le cadre de l'arrangement, à la clôture de l'opération le 1^{er} janvier 2021, les options sur actions en cours de Husky ont été remplacées par des options sur actions de remplacement de Cenovus (« options de remplacement de Cenovus »). Chaque option de remplacement de Cenovus donne droit au détenteur d'acquérir 0,7845 action ordinaire de Cenovus à un prix d'exercice par action de une option sur actions de Husky divisé par 0,7845. La juste valeur des options de remplacement a été estimée à 9 M\$.

Au 30 septembre 2021, environ 2 018 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (1 229 millions au 31 décembre 2020). Se reporter à la note 22 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour en savoir plus.

Se reporter à la note 24 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour en savoir plus au sujet de nos régimes d'options sur actions, de notre régime d'UAR, de notre régime d'UANR et de notre régime d'UAD.

Nos actions en circulation se présentent comme suit :

	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
Au 27 octobre 2021		
Actions ordinaires ¹⁾	2 017 676	s. o.
Bons de souscription d'actions ordinaires	65 179	s. o.
Actions privilégiées, série 1	10 740	s. o.
Actions privilégiées, série 2	1 260	s. o.
Actions privilégiées, série 3	10 000	s. o.
Actions privilégiées, série 5	8 000	s. o.
Actions privilégiées, série 7	6 000	s. o.
Options sur actions ¹⁾	40 511	26 245
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	14 728	1 397

¹⁾ Comprendent les options de remplacement de Cenovus (définies plus haut) émises aux termes de l'arrangement en remplacement de toutes les options d'achat d'actions émises et en circulation de Husky.

Décisions relatives aux dépenses d'investissement

Le programme d'investissement de 2021 devrait se situer entre 2,3 G\$ et 2,7 G\$. Notre investissement est axé sur le maintien d'activités d'exploitation fiables et sûres, et vise aussi à positionner la société de manière à accroître la valeur pour les actionnaires. Il prévoit également des investissements de maintien d'environ 2,1 G\$ consacrés à une production en amont d'environ 770,0 milliers de bep par jour et une production en aval d'environ 525,0 milliers de barils par jour.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre	2020	30 septembre	2020
	2021		2021	
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	2 342	407	5 300	(216)
Total des dépenses d'investissement	647	148	1 728	599
Fonds provenant de l'exploitation disponibles ¹⁾	1 695	259	3 572	(815)
Dividendes en numéraire	44	—	132	77
	1 651	259	3 440	(892)

¹⁾ Les fonds provenant de l'exploitation disponibles sont une mesure hors PCGR correspondant aux fonds provenant de l'exploitation ajustés, déduction faite des dépenses d'investissement.

Notre approche relative au cadre financier demeure conforme aux paramètres que nous avons fixés pour Cenovus au cours des années précédentes. Nous continuerons d'évaluer toutes les possibilités en nous fondant sur un prix du WTI de 45 \$ US le baril afin de maintenir une structure financière prudente et souple et une situation financière vigoureuse. Cette méthode nous permet de rester financièrement solides lorsque les flux de trésorerie baissent. La vigueur du bilan demeure l'une de nos plus grandes priorités, et nous prévoyons de continuer d'équilibrer les fonds provenant de l'exploitation disponibles afin de réduire la dette et d'augmenter les rendements pour les actionnaires. Nous visons toujours un ratio dette nette/BAIIA ajusté ne dépassant pas 2,0x.

Nous restons déterminés à conserver des notations de crédit d'excellente qualité, voire à les améliorer. Pour ce faire, nous continuerons de nous concentrer sur l'affectation des fonds provenant de l'exploitation disponibles à la réduction de la dette nette à moins de 10 G\$ et de cibler une dette nette à long terme de 8 G\$ ou moins. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés devraient permettre de financer la totalité des investissements de maintien et des distributions aux actionnaires à l'avenir lorsque prendront fin les coûts d'intégration non récurrents liés à l'arrangement.

Obligations contractuelles et engagements

Nous sommes liés par diverses obligations se rapportant à des biens et à des services que nous contractons dans le cours normal de nos activités. Ces obligations ont trait surtout aux contrats de transport, au programme de gestion des risques et à la capitalisation des régimes à prestations déterminées et d'autres avantages postérieurs à l'emploi. Les obligations dont l'échéance initiale est à moins de un an en ont été exclues. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés intermédiaires au 30 septembre 2021 et aux états financiers consolidés au 31 décembre 2020.

Des contrats et d'autres engagements commerciaux non résiliables ont été repris dans le cadre de l'arrangement. Le 1^{er} janvier 2021, nous avons repris des engagements totalisant 17,6 G\$, dont une tranche de 7,4 G\$ avait trait à divers engagements liés au transport. Les engagements liés au transport comprennent une tranche de 1,7 G\$ qui sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou qui ont été approuvés, mais ne sont pas encore en vigueur.

Au 30 septembre 2021, le total des engagements s'élevait à 33,3 G\$, dont une tranche de 29,4 G\$ se rapporte à divers engagements liés au transport et au stockage. Les contrats sont d'une durée pouvant aller jusqu'à 20 ans après la date de leur entrée en vigueur et devraient concourir à l'harmonisation des besoins futurs de la société en matière de transport.

Nos engagements auprès de HMLP au 30 septembre 2021 comprennent un montant de 2,7 G\$ lié aux contrats de transport et de stockage ainsi qu'à d'autres contrats à long terme.

Nous continuons de nous concentrer sur nos stratégies à moyen terme afin d'accéder à de nouveaux marchés pour notre production de pétrole brut, y compris l'appui des pipelines projetés pour transporter notre production aux nouveaux marchés aux États-Unis et à l'échelle mondiale, tout en acheminant notre production de pétrole brut par transport ferroviaire. Nous continuons d'évaluer toutes les options qui nous permettraient de maximiser la valeur de notre pétrole brut.

Au 30 septembre 2021, les lettres de crédit en cours émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats totalisaient 507 M\$ (441 M\$ au 31 décembre 2020).

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.

Paiement éventuel

Dans le cadre de l'acquisition de 2017 et en ce qui concerne une partie de notre production tirée des sables bitumineux, nous avons convenu de verser des paiements trimestriels à ConocoPhillips au cours des cinq années suivant le 17 mai 2017 pour chaque trimestre où le prix moyen du pétrole brut du WCS serait supérieur à 52,00 \$ le baril. Au 30 septembre 2021, la juste valeur estimative du paiement éventuel s'établissait à 392 M\$. Au 30 septembre 2021, un montant de 119 M\$ était exigible en vertu de la convention. Pour plus de détails, se reporter à la rubrique « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion.

Transactions entre parties liées

Les opérations conclues avec HMLP sont des transactions entre parties liées puisque nous détenons une participation de 35 % dans HMLP.

À titre d'exploitant des actifs détenus par HMLP, nous fournissons des services de gestion pour lesquels nous récupérons les coûts des services.

Nous sommes aussi entrepreneur auprès de HMLP et construisons ses installations selon le principe du recouvrement des coûts comportant certaines restrictions. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, nous avons imputé à HMLP 101 M\$ et 165 M\$, respectivement, au titre de la construction et des services de gestion.

Nous payons à HMLP des frais d'accès pour avoir recours à ses réseaux pipeliniers pour nos activités de fluidification. Nous payons également HMLP pour les services de transport et de stockage. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, nous avons engagé des coûts de 70 M\$ et de 215 M\$, respectivement, pour l'utilisation des réseaux pipeliniers de HMLP ainsi que pour les services de transport et de stockage.

GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE

Pour comprendre précisément les risques qui ont une incidence pour nous, il faut lire le texte qui suit en parallèle avec la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » de notre rapport de gestion annuel de 2020.

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

Le texte qui suit présente une mise à jour sur les risques auxquels nous sommes exposés.

Risques financiers

Prix des marchandises

Les fluctuations des prix des marchandises, les écarts de prix qui en découlent et des marges de raffinage influent sur la situation financière de la société, ses résultats d'exploitation, ses flux de trésorerie, sa croissance, sa capacité de mobiliser des capitaux et le coût des emprunts qu'elle contracte. Nous atténuons notre exposition au risque lié aux prix des marchandises au moyen de l'intégration de nos activités, du recours à des instruments financiers, de contrats à livrer, d'engagements en matière d'accès au marché et généralement de notre accès à des facilités de crédit engagées. Cenovus a parfois recours à des instruments dérivés pour gérer son exposition à la volatilité des prix d'une partie de ses produits raffinés, de sa production de pétrole brut et de gaz naturel, ainsi que de ses stocks ou de ses volumes transportés sur de longues distances. Les notes 26 et 27 annexes aux états financiers consolidés intermédiaires présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels nous avons recours, comme leur classement, les hypothèses formulées lors de l'établissement de leur juste valeur et une analyse plus approfondie des risques qu'ils comportent et de la gestion de ces risques.

Risques liés aux instruments financiers dérivés

Les instruments financiers nous exposent au risque qu'une contrepartie manque à ses obligations contractuelles. Ce risque est atténué au moyen de limites imposées au risque de crédit, de l'évaluation fréquente des notations de crédit des contreparties et de conventions de compensation, comme l'énonce la politique en matière de crédit approuvée par notre conseil.

Les instruments financiers nous exposent de plus au risque de perte découlant de variations défavorables de la valeur de marché des instruments financiers ou de l'incapacité de la société à remplir ses obligations de livraison relatives à la transaction physique sous-jacente. Les instruments financiers peuvent restreindre les profits nous revenant si les prix des marchandises, les taux d'intérêt ou les taux de change varient. Ces risques sont gérés au moyen de limites de couverture approuvées conformément à notre politique de gestion des risques associés aux marchés.

Incidence des activités de gestion des risques financiers

Cenovus prend des décisions sur le stockage et le transport en ayant recours à son infrastructure de commercialisation et de transport, y compris ses actifs de stockage et ses pipelines servant à optimiser les gammes de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle. Afin de protéger le prix des stocks visés par les décisions de stockage ou de transport, Cenovus a recours à diverses stratégies d'harmonisation des prix et de gestion de la volatilité, notamment des contrats de gestion des risques, pour réduire la volatilité des flux de trésorerie futurs afin d'en améliorer la stabilité en appui aux priorités financières.

Les transactions couvrent généralement plus d'une période et elles génèrent des profits ou des pertes réalisés et latents liés à la gestion des risques. Lorsqu'un contrat financier est réglé, les profits ou les pertes latents liés à la gestion des risques se réalisent.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, nous avons réalisé une perte liée à la gestion des risques imputable à l'écart entre les prix de référence au règlement et les prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques; la vente des stocks sous-jacents au cours de la période a donné lieu à la comptabilisation d'un profit découlant de la hausse des prix de référence. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, respectivement, des profits et des pertes latents ont été constatés au titre des instruments financiers liés au pétrole brut principalement en raison de la baisse des prix de référence futurs et de leur hausse, respectivement, au-dessous et au-dessus du seuil des prix convenus aux termes des contrats de gestion des risques portant sur des périodes futures et la réalisation de positions nettes. Dans un contexte de hausse

des prix des marchandises, nous nous attendrions à réaliser des pertes sur nos activités de gestion des risques, mais à constater des gains sur les produits physiques sous-jacents vendus au cours de la période visée; l'inverse se produirait dans un contexte de baisse des prix des marchandises.

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 et estimations critiques sont évaluées chaque année par le comité d'audit du conseil. Dans les notes annexes aux états financiers consolidés sont expliqués plus amplement le mode de préparation et nos méthodes comptables significatives.

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

Les jugements d'importance critique sont ceux que la direction doit poser lors de l'application des méthodes comptables qui ont le plus d'effet sur les montants comptabilisés dans nos états financiers consolidés annuels et intermédiaires. Le lecteur trouvera la liste complète des principales sources d'incertitude relative aux estimations dans nos états financiers consolidés annuels pour l'exercice clos le 31 décembre 2020. En 2021, les jugements d'importance critique de la société ont fait l'objet d'une mise à jour pour l'application des méthodes comptables et des principales sources d'incertitude relative aux estimations, y compris l'évaluation des partenariats, les recouvrements au titre de réclamations d'assurance, la monnaie fonctionnelle des filiales de la société et la juste valeur des transactions entre parties liées. Les mises à jour des jugements d'importance critique et des principales sources d'incertitude relative aux estimations visent les changements dans l'exploitation de la société à la suite de la clôture de l'arrangement. Le lecteur trouvera de plus amples renseignements à la note 3 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

Changements de méthodes comptables

En 2021, en raison de la clôture de l'arrangement, la société a mis à jour ses méthodes comptables significatives, y compris celles visant le périmètre de consolidation, la comptabilisation des produits, les régimes d'avantages du personnel, les transactions entre parties liées, la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les immobilisations corporelles, le capital social et les bons de souscription ainsi que la rémunération fondée sur des actions. Le lecteur trouvera de plus amples renseignements à la note 3 annexe des états financiers consolidés intermédiaires.

Adoption à venir de nouvelles normes et interprétations comptables

De nouvelles normes et interprétations et des modifications de normes comptables entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2021. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, aucune norme comptable ou interprétation nouvelle ou modifiée n'a été publiée qui devrait avoir une incidence importante sur nos états financiers consolidés intermédiaires.

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 (le « CIIF ») et des contrôles et procédures de communication de l'information (les « CPCI ») au 30 septembre 2021. 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 contrôle interne à l'égard de l'information financière. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le CIIF et les CPCI étaient efficaces au 30 septembre 2021.

Le 1^{er} janvier 2021, Cenovus et Husky ont conclu l'arrangement visant le regroupement des deux sociétés. Dans la mesure permise par et conformément au Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs et aux directives de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, la direction a limité la portée et la conception du CIIF et des CPCI pour exclure les contrôles, politiques et procédures de l'entreprise acquise de Husky. Une telle limitation de la portée s'explique principalement par le temps nécessaire à la direction pour évaluer le CIIF et les CPCI de Husky d'une manière compatible avec nos autres activités. Une intégration plus poussée aura lieu durant le reste de l'exercice, à mesure que les processus et les systèmes seront harmonisés.

Les actifs attribuables à Husky au 30 septembre 2021 représentaient environ 35 % du total de l'actif de Cenovus. Les produits des activités ordinaires attribuables à Husky pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 représentaient environ 50 % 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 si les systèmes de contrôle interne ont été jugés efficaces, ils ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable en ce qui a trait à la préparation et à la présentation des états financiers. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

PERSPECTIVES

Les marchés de l'énergie ont connu une amélioration considérable en 2021. La réussite de la vaccination à l'échelle mondiale contre la COVID-19 et la stabilité de la reprise économique ont occasionné une saine augmentation de la demande de pétrole brut et de produits raffinés, alors que l'offre s'est fait attendre. Toutefois, l'ampleur de la résurgence des cas de COVID-19 et des variants est imprévisible et susceptible d'entraîner la volatilité des marchés du pétrole brut et des produits raffinés d'ici la fin de l'exercice et durant 2022. La politique de l'OPEP+ continue d'appuyer l'équilibre du marché. Le groupe a commencé à rehausser l'offre graduellement et continuera d'augmenter la production durant le reste de l'exercice et en 2022.

Notre objectif demeure de maintenir la solidité de notre bilan. Nous disposons de fortes liquidités, d'actifs de premier ordre que nous pouvons gérer efficacement pour répondre aux signaux de prix, de certaines des structures de coûts les plus basses du secteur, et nous avons démontré notre capacité de réduire les dépenses en capital discrétionnaires, ce qui devrait nous permettre de continuer à nous adapter à la volatilité potentielle continue des marchés.

Nous continuons de surveiller la dynamique globale des marchés pour évaluer comment nous gérons nos niveaux de production en amont. Nos actifs peuvent répondre aux signaux des marchés et nous pouvons accélérer ou freiner la production en conséquence. Nos décisions quant aux niveaux de production et aux taux de traitement de brut seront basées sur la maximisation de la valeur que nous recevrons pour nos produits. Nous nous attendons à ce que la production annuelle moyenne en amont se situe entre 750,0 et 790,0 milliers de bep/j et que le total de la production de brut en aval se chiffre entre 500,0 et 550,0 milliers de barils par jour pour 2021.

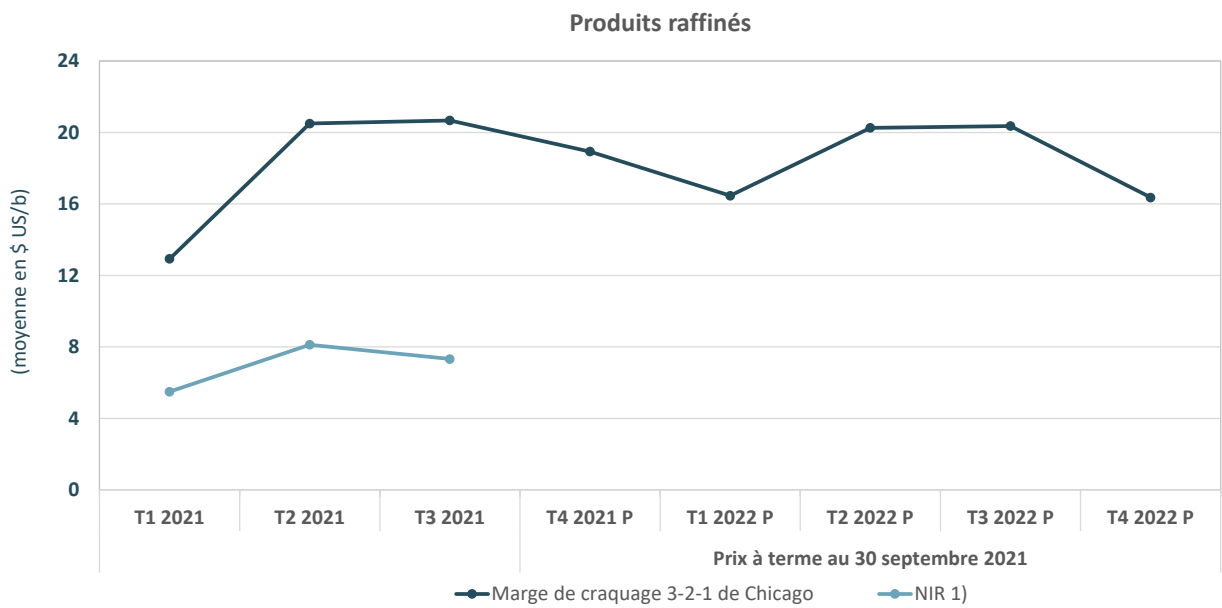
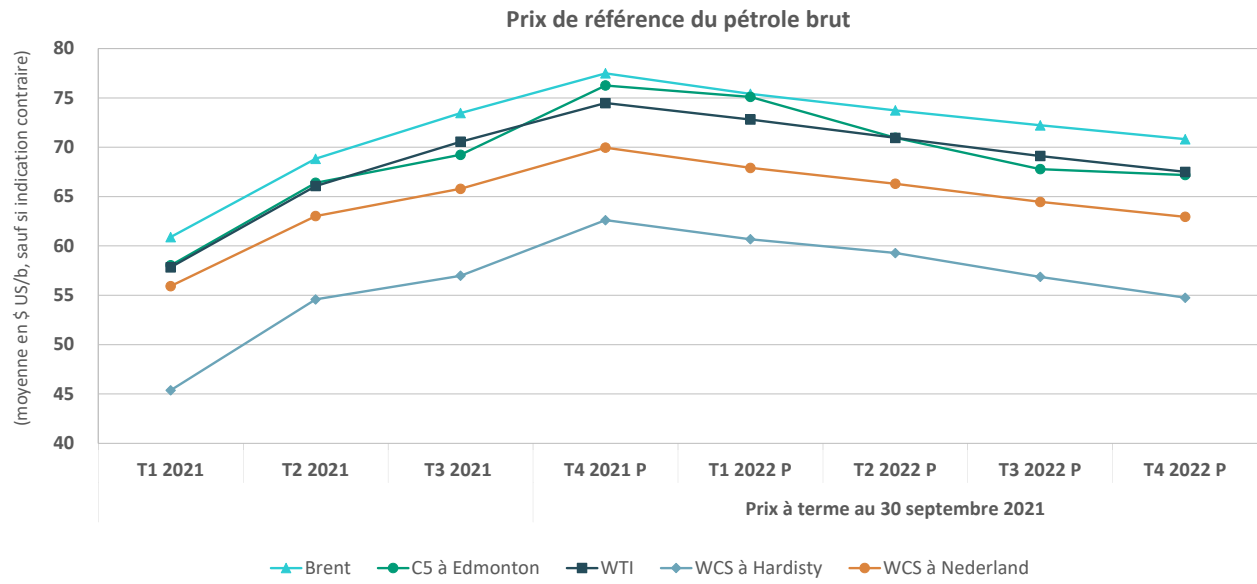
Nous sommes en voie de réaliser des synergies de plus de 1,0 G\$ cette année et d'atteindre nos cibles de synergies annualisées prévues de 1,2 G\$ d'ici la fin de 2021. À plus longue échéance, nous devrions réaliser des économies additionnelles et relever les marges en intégrant physiquement davantage les actifs en amont avec les actifs en aval afin de raccourcir la chaîne de valeur et réduire les coûts des condensats liés au transport du pétrole lourd. Nous continuons de rechercher des occasions additionnelles de réduire nos coûts d'exploitation, nos dépenses d'investissement et nos frais généraux et frais d'administration et d'accroître nos marges grâce à un solide rendement opérationnel et à la domination du marché par les coûts, tout en mettant l'accent sur la sécurité et la fiabilité de nos activités.

L'analyse des perspectives qui suit porte essentiellement sur les 15 mois à venir.

Prix des marchandises sous-tendant les résultats financiers

Nos prévisions des prix des marchandises dépendront des facteurs suivants :

- La volatilité des prix du pétrole brut et des produits raffinés, dont l'orientation générale dépendrait principalement de la réaction de l'offre et de la demande au contexte actuel incertain des prix, des répercussions de l'offre excédentaire, des conséquences sur la demande mondiale des préoccupations au sujet de la COVID-19 ainsi que de l'efficacité des vaccins contre la COVID-19 et de leur distribution.
- La mesure dans laquelle les pays membres de l'OPEP+ (y compris la Russie) continueront de réduire la production de brut et le rythme auquel ils décideront d'augmenter la production.
- Nous prévoyons que l'écart WTI-WCS en Alberta restera en grande partie lié à la mesure dans laquelle l'offre correspondra à nos capacités d'exportation, à l'achèvement du projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain et à l'intensité du transport ferroviaire de pétrole brut.
- Les marges de craquage devraient continuer à fluctuer, compte tenu des tendances saisonnières et des réductions du volume de traitement des raffineries en Amérique du Nord.

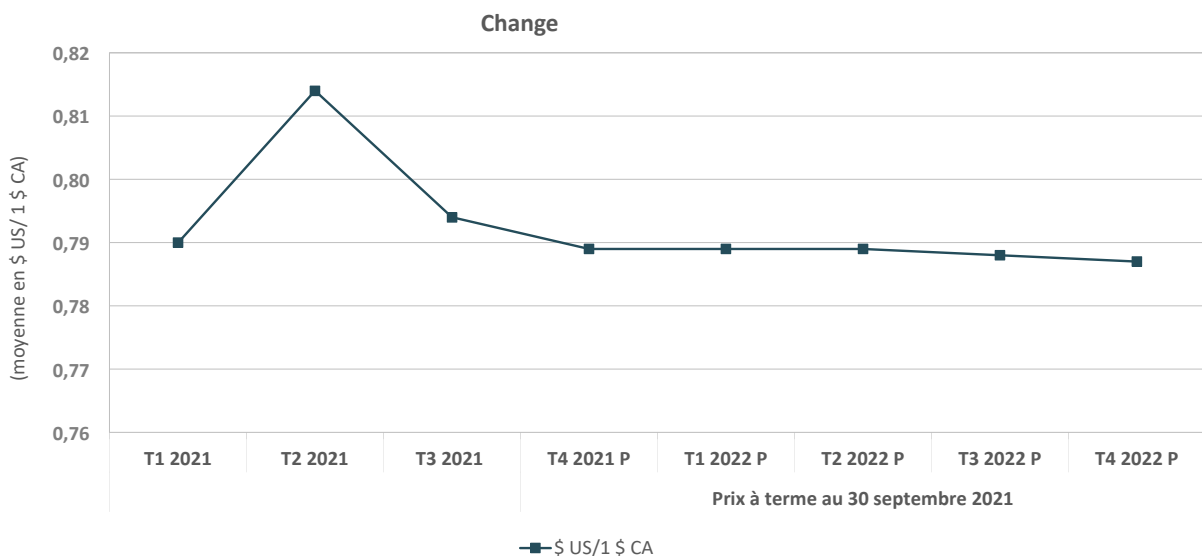
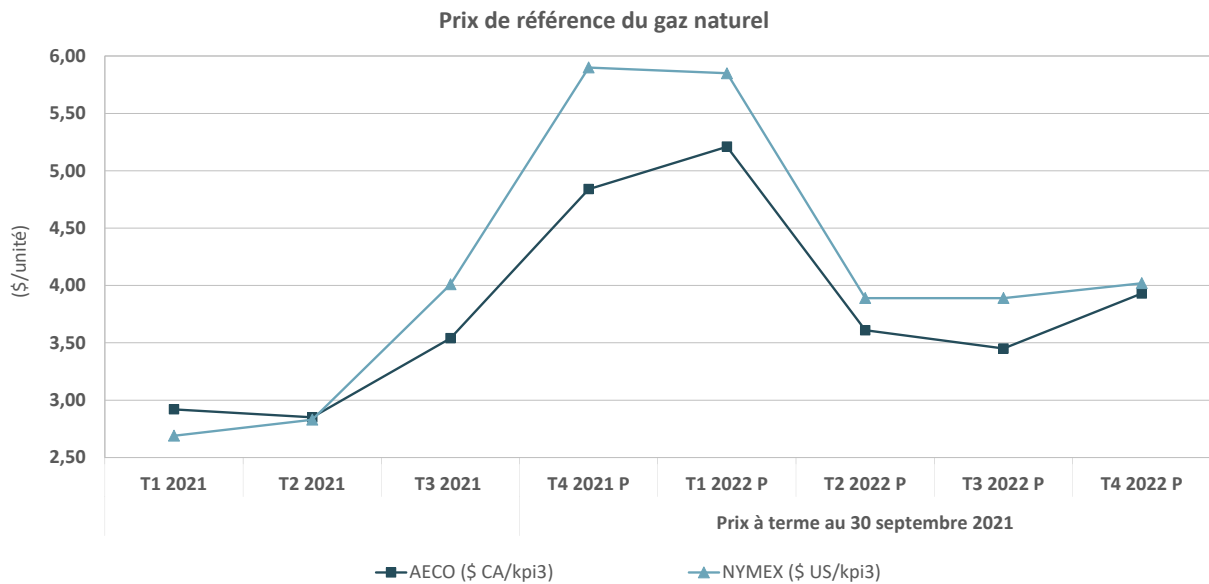


1) L'information sur les prix à terme pour les NIR n'était pas disponible après le 30 septembre 2021.

Les prix du gaz naturel ont augmenté considérablement au cours du troisième trimestre de 2021, et la courbe des prix à terme indique que le marché prévoit une hausse continue des prix du carrefour Henry et de l'AECO. L'offre se fait attendre, malgré la reprise de la demande américaine et des exportations de gaz naturel liquéfié records. Les prix mondiaux élevés continuent de favoriser la demande d'exportation vers l'Europe, l'Asie et l'Amérique du Sud. Les fondamentaux du marché du gaz de l'Amérique du Nord devraient continuer de soutenir les prix pour le reste de l'exercice.

La production de gaz naturel et de LGN associée à nos actifs du secteur Hydrocarbures classiques procure une meilleure intégration en amont des besoins relatifs aux carburants, aux solvants et à la fluidification de nos activités liées aux sables bitumineux.

Nous nous attendons à ce que le dollar canadien continue de fluctuer en fonction des prix du pétrole brut, de la vitesse à laquelle la Réserve fédérale américaine et la Banque du Canada majorent ou réduisent leurs taux directeurs l'une par rapport à l'autre et de nouveaux facteurs macroéconomiques.



Notre production de brut en amont et la plupart de nos produits raffinés en aval sont exposés aux fluctuations du prix du WTI. Compte tenu de la clôture de l'arrangement, notre risque a augmenté en amont comme en aval.

Notre capacité de raffinage est maintenant concentrée dans le Midwest américain, avec des expositions plus faibles sur la côte américaine du golfe du Mexique et en Alberta. De ce fait, nous sommes exposés aux écarts des marges de craquage sur tous ces marchés.

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

- Engagements et ententes en matière de transport – Nos engagements fermes actuels en matière de capacité à emporter nous permettent d'appuyer les projets de transport servant à acheminer le pétrole brut de nos zones de production jusqu'aux marchés de consommation, notamment aux marchés côtiers.
- Intégration – Les installations de raffinage du pétrole lourd permettent de traiter le brut lourd d'origine canadienne. Sur le plan de la chaîne de valeur, les raffineries sont en mesure de tirer parti à la fois de l'écart WTI-WCS pour le pétrole brut canadien et des écarts sur la vente de produits raffinés.
- Ententes de commercialisation – Nous limitons l'incidence des fluctuations des prix du brut en amont en concluant, directement avec les raffineurs, des contrats de livraison physique comprenant des composantes à prix fixe.
- Stockage dynamique – Notre capacité à recourir à l'importante capacité de stockage de nos réservoirs liés aux sables bitumineux nous donne la souplesse de choisir le calendrier de production et de vente de nos stocks. Nous poursuivrons la gestion de nos taux de production en fonction des contraintes limitant la capacité de transport pipelinier, de la réduction de production volontaire et obligatoire et des écarts de prix du brut.
- Les réservoirs de stockage traditionnel du brut à divers emplacements.
- Opérations de couverture financière – Nous limitons l'incidence des fluctuations des prix du brut et des produits raffinés en concluant des opérations financières liées à nos expositions aux prix des stocks.

Grandes priorités de 2021

Dans le contexte actuel des prix des marchandises, nous maintenons le cap sur la solidité de notre bilan et de nos liquidités. En ces temps incertains, notre priorité absolue demeure l'amélioration de la résilience et de la flexibilité financières, tandis que le dérèglement sûr et fiable de notre exploitation reste prioritaire. Nous continuons de mettre l'accent sur notre grande priorité qui consiste à réduire notre dette nette.

Notre stratégie d'entreprise consiste essentiellement à maximiser la valeur pour les actionnaires en réduisant notre structure de coûts et en réalisant les meilleures marges bénéficiaires sur nos produits. Nous prévoyons continuer de mettre l'accent sur une répartition des dépenses d'investissement rigoureuse pour l'ensemble de nos actifs, et nous entendons continuer d'identifier des occasions d'améliorer notre structure de coûts afin de rehausser nos marges. Par ailleurs, dans nos décisions d'affaires, nous accordons la priorité au leadership touchant les facteurs ESG et à l'intégration des considérations de développement durable.

Sécurité et fiabilité de l'exploitation

La première de nos priorités est d'opérer en toute sécurité et fiabilité. La sécurité continue d'être une valeur primordiale qui inspire toutes nos prises de décisions. Nous continuerons de promouvoir une culture de la sécurité dans tous les aspects de notre entreprise et, dans ce sens, nous nous baserons en tout temps sur une diversité de programmes.

Intégration en souplesse

Outre les synergies financières et opérationnelles, nous avons pour objectif de créer de la stabilité pour notre effectif et de favoriser la culture de haute performance de la société combinée. Notre objectif est de nous distinguer dans notre secteur au chapitre des ressources humaines et de faire progresser le leadership, les capacités commerciales et les programmes d'inclusion et de diversité. Nous travaillons également à soutenir le rendement de l'entreprise grâce à l'intégration et à l'optimisation pratiques et efficaces des systèmes. Nous actualiserons notre vision, notre mission et nos valeurs pour refléter l'évolution de l'entreprise.

Synergies et domination du marché par les coûts

Nous sommes en voie de réaliser des synergies de plus de 1,0 G\$ cette année et d'atteindre nos cibles de synergies annualisées prévues de 1,2 G\$ d'ici la fin de 2021. Nous prévoyons atteindre ces objectifs par le truchement du regroupement des systèmes de technologie de l'information, de l'élimination des autres services qui font double emploi et de la réduction de la main-d'œuvre et des frais généraux et d'administration combinés.

À long terme, nous prévoyons, en poussant l'intégration physique, réaliser des économies additionnelles et relever les marges. L'intégration des actifs en amont avec ceux en aval et avec le portefeuille d'actifs de transport, de stockage et de logistique devrait raccourcir la chaîne de valeur et réduire les coûts des condensats associés au transport du pétrole lourd à long terme. Nous continuons de chercher des moyens d'améliorer les efficacités à l'échelle de Cenovus afin de réduire les coûts marginaux du capital, de l'exploitation et de l'administration générale.

Rigueur en matière de dépenses d'investissement

Nos dépenses d'investissement totales prévues se situent entre 2,3 G\$ et 2,7 G\$, ce qui comprend un montant de 520 M\$ à 570 M\$ (à l'exclusion du produit d'assurance) pour la reconstruction de la raffinerie Superior. Nous continuerons de démontrer de la rigueur dans nos dépenses d'investissement. Les objectifs datés du 28 juillet 2021 peuvent être consultés sur notre site Web, à l'adresse cenovus.com.

La production en amont devrait s'établir entre 750,0 et 790,0 milliers de bep par jour en 2021. La production en aval devrait se situer entre 500,0 et 550,0 milliers de barils par jour en 2021.

Au 30 septembre 2021, l'encours de la dette nette se situait à 11,0 G\$. Du fait des fonds en caisse et du montant disponible au titre de notre facilité de crédit engagée et de facilités de crédit à vue, nous disposons de liquidités d'environ 9,2 G\$ au 30 septembre 2021. Nous continuerons de nous concentrer sur la répartition des fonds disponibles afin de réduire l'endettement net à moins de 10 G\$ et, à long terme, à 8 G\$ ou moins.

Maintien de la résilience financière

Nous disposons d'actifs de premier ordre, de certaines des structures de coûts les plus basses du secteur et d'un bilan solide, autant de facteurs qui nous positionnent pour surmonter les défis que pose la conjoncture. La souplesse de notre processus de planification des dépenses d'investissement, combinée à notre capacité de réduire nos dépenses en fonction des prix des marchandises et d'autres facteurs économiques, favorise notre résilience financière. Notre structure financière et la souplesse de notre plan d'affaires multiplient les options de gestion de notre bilan. Nous continuerons d'évaluer régulièrement nos plans de dépenses tout en surveillant étroitement les prix du brut.

Notre priorité sera de maximiser nos fonds disponibles en concentrant nos investissements sur les dépenses d'investissement durable qui nous mettront en position de diriger nos fonds disponibles vers notre bilan, nous permettant de réaliser notre objectif de dette nette de 10 G\$, soit l'équivalent d'une cible de moins de 2,0x le ratio dette nette/BALIA ajusté en creux de cycle, selon un prix du WTI de 45 \$ US le baril.

La faible volatilité des fonds disponibles, les prix de vente au seuil de rentabilité et les frais généraux et d'administration durables appuient un profil d'investissement de premier ordre et un coût de capital plus faible pendant tout le cycle des prix des marchandises. Nous demeurons engagés à maintenir nos notations de premier ordre.

Rendement pour les actionnaires

Depuis l'arrangement, nous avons réduit notre dette nette de 2,1 G\$ pour la ramener à 11,0 G\$ le 30 septembre 2021. Alors que nous nous approchons de notre cible de dette nette de 10,0 G\$, nous sommes en mesure d'accroître notre affectation des flux de trésorerie disponibles aux rendements pour les actionnaires.

Le 2 novembre 2021, le conseil d'administration de la société a approuvé le dépôt d'une demande auprès de la TSX pour la mise en œuvre d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant à racheter jusqu'à 146,5 millions d'actions ordinaires de la société.

Le 2 novembre 2021, le conseil d'administration de la société a déclaré un dividende pour le quatrième trimestre de 0,035 \$ par action ordinaire, payable le 31 décembre 2021 aux actionnaires ordinaires inscrits le 15 décembre 2021. Il s'agit d'une augmentation de 0,0175 \$ par action ordinaire par rapport aux dividendes déclarés et versés au troisième trimestre de 2021.

Facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance

Nous avons à cœur d'offrir une performance de premier plan au chapitre des facteurs ESG, ce qui comprend l'établissement et l'atteinte de cibles ESG ambitieuses ainsi que le maintien de systèmes de gestion robustes et d'une communication transparente sur la performance. Nous continuerons de mériter notre position de fournisseur mondial d'énergie de choix en faisant avancer les technologies propres et en réduisant l'intensité des émissions. Cela comprend notre objectif de parvenir à la carboneutralité d'ici 2050. L'une des démarches que nous avons entreprises pour atteindre cet objectif a été de co-fonder l'Initiative pour des sables bitumineux carboneutres, alliance en collaboration avec les gouvernements fédéral et provinciaux visant de réduire à zéro la production nette de gaz à effet de serre (« GES ») provenant de l'exploitation des sables bitumineux des entreprises d'ici 2050. Nous continuerons en outre de miser sur la solidité de nos relations avec les collectivités locales, tout en visant la réconciliation avec les communautés autochtones.

Plus tôt cette année, nous avons réalisé une évaluation rigoureuse de l'importance relative des facteurs ESG pour cerner les questions ESG les plus significatives pour notre portefeuille et les plus prioritaires pour nos parties prenantes. À la lumière des commentaires formulés par nos parties prenantes internes et externes, le changement climatique, les émissions de GES, l'intendance des eaux, la réconciliation avec les peuples autochtones, la biodiversité ainsi que l'inclusion et la diversité ont été cernés comme nos domaines d'intérêt en matière d'ESG. De plus, la sécurité et la fiabilité de l'exploitation ainsi que de bonnes pratiques de gouvernance demeurent des éléments fondamentaux pour la société et son mode de gestion.

En juin 2021, nous avons publié notre rapport ESG, qui inclut les mesures de performance pour 2020 pour Cenovus et pour Husky ainsi que les données historiques, de 2016 à 2019, pour Cenovus. Notre structure hiérarchique est conforme au cadre de reddition de comptes du Sustainability Accounting Standards Board et de l'IIPECA, anciennement l'Association internationale de l'industrie pétrolière.

Alors que nous mettons à jour nos plans d'affaires à long terme, nous nous efforçons également de fixer des objectifs ESG significatifs en misant sur l'annonce de nos domaines d'intérêt en matière d'ESG. Ce travail devrait être accompli plus tard au cours de l'exercice. Les nouvelles cibles et les plans proposés pour les atteindre seront communiqués une fois ce travail effectué et approuvé par le conseil d'administration. En parallèle de la publication de nos cibles ESG, nous prévoyons publier un rapport ESG de 2020 plus complet qui comprendra les mesures de performance pro forma qui sous-tendent nos cibles ESG. Comme par le passé, ce rapport sera conforme aux normes d'information établies par le Task Force on Climate-related Financial Disclosures.

MISE EN GARDE

Renseignements sur le pétrole et le gaz

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

Information prospective

Le présent document contient des énoncés prospectifs et des informations prospectives (collectivement, l'« information prospective »), selon la définition qu'en donnent les lois sur les valeurs mobilières applicables, notamment la loi américaine intitulée *Private Securities Litigation Reform Act of 1995*, à propos de nos attentes, de nos estimations et de nos projections actuelles fondées sur certaines hypothèses que nous avons formulées à la lumière de notre expérience et de notre 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. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure à l'information prospective, car nos résultats réels pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus.

L'information prospective dans le présent document se reconnaît à des termes comme « réaliser », « viser », « prévoir », « croire », « pouvoir », « estimer », « déterminé à », « s'engager à », « continuer », « livrer », « planifier », « projeter », « favoriser », « avenir », « futur », « prévision », « cibler », « positionnement », « capacité », « accent », « perspective », « indication », « priorité », « rechercher », « stratégie », « cible », « à terme » ou des expressions analogues ainsi qu'à l'emploi du futur ou du conditionnel et comprend des suggestions de résultats futurs, y compris des déclarations à propos de ce qui suit : notre stratégie, nos priorités et les étapes déterminantes connexes; les échéanciers et les mesures à prendre; les coûts d'intégration prévus liés à l'arrangement; les avantages de l'arrangement, notamment la réalisation de synergies et le rehaussement de l'efficacité à l'échelle de l'entreprise de même qu'au plan de l'exploitation et de la répartition du capital; la réalisation à long terme d'économies et de hausses des marges et la réduction de notre dette; le financement intégral des dépenses d'investissement de maintien et des distributions aux actionnaires au moyen des fonds provenant de l'exploitation ajustés une fois que les coûts d'intégration non récurrents liés à l'arrangement sont engagés; l'affectation des fonds provenant de l'exploitation disponibles; la hausse des distributions aux actionnaires; les achats en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités; notre culture axée sur la sécurité; les mesures prises dans nos espaces de travail dans le contexte de la COVID-19; les déclarations et les attentes relativement à notre budget de 2021; notre capacité de nous adapter et d'atténuer en partie l'impact des fluctuations et des écarts du brut et des produits raffinés; le maintien de notations de premier ordre; la réduction de l'endettement net à moins de 10 G\$ et à 8 G\$ ou moins à long terme; l'atteinte de notre cible de ratio dette nette/BAIIA ajusté; la maximisation de la valeur pour les actionnaires; la maximisation de la valeur de la production par baril de pétrole brut; le maintien de liquidités suffisantes; la production de flux de trésorerie stables pendant les cycles des prix et en période de volatilité du prix des marchandises ainsi que la conservation d'un bilan sain et résilient; les niveaux de production prévus; l'atteinte du statut de fournisseur mondial d'énergie par excellence en faisant avancer les technologies propres et en réduisant l'intensité des émissions; notre ambition de parvenir à la carboneutralité d'ici 2050; notre intention de renforcer les relations avec les collectivités locales, tout en visant la réconciliation avec les communautés autochtones; notre intention d'établir et de réaliser de nouvelles cibles ESG; l'évaluation de l'approche disciplinée en matière d'investissement que nous préconisons à l'égard de notre portefeuille à l'aune des versements de dividendes, des rachats d'actions et de la gestion d'un niveau d'endettement optimal tout en conservant une excellente notation de crédit; le résultat d'exploitation et les résultats financiers projetés, y compris les prix de vente, les coûts et les flux de trésorerie projetés; les dépenses d'investissement et les investissements prévus, y compris leur montant, leur calendrier de réalisation et leurs sources de financement; les structures de coûts sous-jacentes; tous les énoncés portant sur les objectifs datés du 28 juillet 2021; notre capacité à prendre des mesures

pour atténuer les répercussions de tout élargissement des écarts de prix entre le WTI et le WCS; le financement de nos dépenses d'investissement et de nos besoins en trésorerie à court terme au moyen des entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation et de l'utilisation prudente de la capacité d'emprunt; notre concentration sur nos stratégies à moyen terme visant l'accès à de nouveaux marchés pour notre production de pétrole brut; la préservation de notre résilience financière; les répercussions futures des mesures réglementaires; les prix des marchandises, les écarts et les tendances projetés et l'incidence attendue; les taux de change et d'intérêt; les répercussions éventuelles de divers risques, notamment ceux qui se rapportent aux prix des marchandises et aux changements climatiques; l'efficacité potentielle de nos stratégies de gestion des risques; les nouvelles normes comptables, le calendrier de leur adoption et leur incidence prévue sur nos états financiers consolidés; le caractère négligeable des incidences de toute obligation qui pourrait découler des poursuites liées au cours normal des activités; la disponibilité et le remboursement de nos facilités de crédit; et l'incidence attendue du paiement éventuel à ConocoPhillips.

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 Cenovus et dans d'autres, appartiennent à l'industrie en général. Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective comprennent notamment les prix prévisionnels du pétrole et du gaz naturel, des LGN, des condensats et des produits raffinés, les écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd; notre capacité de réaliser les avantages et les synergies prévues associés à l'arrangement; la capacité de Cenovus d'intégrer avec succès l'entreprise de Husky, y compris les nouvelles activités commerciales, les actifs, les secteurs d'exploitation, les juridictions réglementaires, le personnel et les partenaires commerciaux pour Cenovus; l'exactitude des évaluations entreprises dans le cadre de l'arrangement et l'information pro forma en découlant; nos volumes de production prévus peuvent changer en fonction des conditions du marché et commerciales; les niveaux d'investissements projetés, la flexibilité des plans d'immobilisations et les sources associées de financement; l'absence de changements importants inopportuns aux lois et règlements, les relations avec les Autochtones, les taux d'intérêt, les taux de change, les conditions de concurrence et l'offre et la demande de brut, de gaz naturel et de LGN, de condensats et de produits raffinés; l'instabilité politique, économique et sociale des juridictions où Cenovus est établie; l'absence d'interruptions importantes des activités, résultant entre autres du climat hostile, des désastres naturels, des accidents, de l'instabilité civile ou d'autres événements analogues; les conditions climatiques influant sur les régions où Cenovus est établie; la concrétisation de nouvelles réductions de coûts et la pérennité de ces réductions; les régimes de redevances applicables, notamment les taux de redevance prévus; les améliorations futures de la disponibilité de la capacité de transport des produits; l'augmentation du cours de notre action et de notre capitalisation boursière à long terme; la suffisance des flux de trésorerie, des fonds en caisse et de l'accès à des facilités de crédit et à des facilités remboursables à vue pour le financement des dépenses d'investissement; la réalisation de la capacité prévue de stocker des barils non encore produits dans nos réservoirs de sables bitumineux, y compris notre capacité d'effectuer la production et de réaliser les ventes à une date ultérieure lorsque la demande aura augmenté, la capacité de transport pipelinier ou de stockage se sera améliorée et les écarts du brut auront rétréci; le fait que l'écart WTI-WCS en Alberta reste en grande partie lié à la mesure dans laquelle l'offre demeure adapté à la capacité d'exportation, à l'achèvement du projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain et à l'intensité du transport ferroviaire de pétrole brut; l'atténuation de l'incidence d'un élargissement éventuel des écarts sur une partie de nos volumes de pétrole brut WCS grâce à notre capacité de raffinage, à nos installations de stockage dynamique, à nos engagements pipeliniers et à nos opérations de couverture financière; les reculs de la production autant pour le gaz associé que le gaz sec, ainsi que le rétablissement de la demande aux États-Unis et la reprise des exportations de gaz naturel liquéfié, qui devraient raffermir les données fondamentales du gaz en Amérique du Nord au cours des 12 prochains mois et faire en sorte que les prix soient plus solides qu'en 2020 sur une base annuelle; les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; l'exactitude des estimations et des jugements comptables; l'utilisation et la mise au point de technologies à l'avenir et les résultats futurs prévus en découlant; la capacité d'obtenir les approbations nécessaires de la part des autorités de réglementation et des partenaires; la réalisation fructueuse et dans les délais des projets d'investissement ou de leurs étapes; notre capacité de dégager des flux de trésorerie suffisants pour nous acquitter de nos obligations présentes et futures; notre capacité à générer des fonds provenant de l'exploitation ajustés pour assurer le financement intégral des dépenses d'investissement de maintien et des distributions aux actionnaires une fois que les coûts d'intégration non récurrents liés à l'arrangement sont engagés; la suffisance des soldes de trésorerie actuels, des flux de trésorerie générés en interne, des facilités de crédit existantes, la gestion du portefeuille d'actifs de la société et l'accès aux marchés des capitaux pour financer les coûts de mise en valeur futurs et les versements de dividendes futurs, y compris toute augmentation de ces derniers; la capacité d'affecter les fonds provenant de l'exploitation disponibles aux rendements pour les actionnaires; les coûts estimatifs d'abandon et de remise en état, notamment les droits et les règlements s'y rapportant; notre capacité à attirer et à retenir du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; notre capacité à avoir accès à des capitaux suffisants pour poursuivre les plans de mise en valeur; notre capacité à conclure des ventes d'actifs et à obtenir les modalités de transaction souhaitées selon le calendrier prévu; la stabilité de la conjoncture nationale et mondiale, des conditions commerciales et des marchés; l'inflation prévue et d'autres hypothèses inhérentes aux objectifs de Cenovus datés du 28 juillet 2021 disponibles à l'adresse cenovus.com; nos résultats futurs en regard des objectifs datés du 28 juillet 2021 en fonction des charges d'exploitation et des volumes de production actuels; l'incidence prévue du paiement éventuel à ConocoPhillips et le calcul de ce paiement; notre capacité à disposer de toutes les technologies et de tout le matériel nécessaires et à les mettre en œuvre pour obtenir les résultats futurs

escomptés et la réalisation de ces résultats; notre capacité à réaliser de manière fructueuse et dans les délais prévus des projets d'investissement ou leurs étapes de réalisation; et d'autres hypothèses, risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents que nous déposons auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières, y compris les hypothèses inhérentes aux objectifs de Cenovus pour 2021 disponibles à l'adresse cenovus.com.

Parmi les facteurs de risque et les incertitudes susceptibles de faire différer sensiblement les résultats réels de l'information prospective figurent notamment les suivants : l'incidence de la pandémie de COVID-19 sur notre entreprise, y compris les restrictions, confinements et mesures de traitement connexes prises par les différents paliers administratifs dans les juridictions où nous exerçons nos activités; le succès remporté par nos nouvelles politiques de prévention en milieu de travail contre le virus et le retour au lieu de travail de notre personnel; notre capacité de réaliser les avantages et les synergies prévues dans le cadre de l'arrangement dans les délais prévus ou notre incapacité à les réaliser; la capacité de Cenovus d'intégrer avec succès l'entreprise de Husky avec la nôtre dans les délais prévus et de façon rentable ou son incapacité à le faire; les répercussions du lancement de nouvelles activités commerciales; les passifs imprévus ou non divulgués associés à l'arrangement; l'inexactitude des évaluations entreprises dans le cadre de l'arrangement ou toute information pro forma en résultant; l'inexactitude des informations fournies par Husky; notre capacité à disposer d'une partie ou de l'ensemble des technologies nécessaires pour exploiter nos actifs de manière efficiente et efficace, ou de les mettre en place et de réaliser les résultats futurs attendus; les répercussions de l'endettement accru de Cenovus; l'incidence des importants nouveaux actionnaires; la volatilité des prix des marchandises et d'autres hypothèses connexes relatives aux prix des marchandises; le risque de change; une période prolongée de repli des marchés; les variations des écarts de prix des marchandises; l'efficacité de notre programme de gestion des risques; l'exactitude des estimations de coûts concernant les prix des marchandises, les cours du change et les taux d'intérêt; le manque de concordance entre les prix réalisés du WCS et les prix du WCS servant au calcul du paiement éventuel à ConocoPhillips; l'offre et la demande de produits; l'exactitude des hypothèses relatives au cours de notre action et à notre capitalisation boursière; la concurrence, notamment celle issue des nouvelles formes d'énergie; les risques inhérents à nos activités de commercialisation, y compris les risques de crédit; l'exposition aux contreparties et aux partenaires, y compris la capacité et la volonté de ces parties d'acquiescer leurs obligations contractuelles en temps voulu; les risques inhérents à l'exploitation du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut, notamment les risques pour la santé, la sécurité et l'environnement; notre capacité à maintenir le ratio dette nette/BAIIA ajusté et le ratio dette nette/capitaux permanents souhaitables; notre capacité de faire appel à des sources diverses de capitaux d'emprunt et de capitaux propres, et de le faire selon des modalités acceptables pour la société; notre capacité de financer les dépenses d'investissement de croissance et de maintien et les distributions aux actionnaires; notre capacité d'affecter les fonds provenant de l'exploitation disponibles aux rendements pour les actionnaires; la modification des notations de crédit qui nous sont accordées ou à qui sont accordées à nos titres; les changements apportés aux plans en matière de dividendes; notre capacité à utiliser des pertes fiscales dans une période à venir; la précision des estimations des réserves, de la production future et des produits nets futurs; l'exactitude de nos estimations et jugements comptables; notre capacité de remplacer et d'accroître nos réserves de pétrole et de gaz; 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 de nos actifs ou du goodwill; notre capacité de maintenir nos relations avec nos partenaires et de parvenir à gérer et à exploiter nos activités intégrées; la fiabilité de nos actifs, notamment pour atteindre les objectifs en matière de production; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et de processus de fabrication; la survenance d'événements inattendus donnant lieu à des interruptions des activités, comme les éruptions, les incendies, les explosions, les incidents reliés au transport par rail ou les déraillements, les incidents de vol, les fuites de gaz, la migration des substances dangereuses, la perte de confinement, les déversements d'installations extracôtières et de navires aux terminaux ou aux plateformes centrales, à la suite de fuites de pipelines ou autres, la corrosion, les épidémies ou les pandémies, et autres catastrophes, notamment les guerres, les conditions atmosphériques extrêmes, les désastres naturels, les incidents impliquant des icebergs, les actes 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 l'augmentation des franchises ou des primes d'assurance; le coût et la disponibilité du matériel nécessaire à nos activités; l'accueil éventuellement défavorable ou passager réservé aux produits sur le marché; les risques propres à la réputation de l'industrie énergétique et de Cenovus, à l'acceptation sociale et aux litiges qu'elle peut soulever; les hausses de coût ou difficultés techniques imprévues relativement à l'exploitation, à la construction ou à la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés imprévues dans la production, le transport et le raffinage du bitume et du pétrole brut en produits pétroliers et chimiques; les risques liés à la technologie et au matériel et à leur application dans le cadre de nos activités, 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; notre capacité d'accéder aux marchés et d'assurer convenablement et de manière rentable le transport de nos produits, notamment 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 de stockage; la disponibilité de talents essentiels et notre capacité à recruter les personnes qui les possèdent et à les maintenir en poste; notre incapacité éventuelle à attirer et à retenir du personnel de direction et du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; l'évolution des données démographiques et des relations quant au personnel, notamment le personnel syndiqué; les coûts imprévus d'abandon et de remise en état; l'évolution du cadre réglementaire dans tous les territoires où nous exerçons des activités ou de toute infrastructure sur laquelle nous nous appuyons, notamment le processus d'attribution de permis et d'approbation réglementaire; les mesures gouvernementales ou les initiatives réglementaires visant à réduire l'exploitation énergétique ou à réaliser des plans plus larges en matière de changements climatiques; les changements aux processus d'approbation réglementaire et les désignations d'utilisation des terres, le régime de redevances, les impôts et les taxes, l'environnement, les gaz à effet de serre, 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 nos activités, nos résultats financiers et nos états financiers consolidés; l'évolution de la conjoncture générale de l'économie, des marchés et des affaires; l'incidence des accords de production convenus entre l'OPEP et des pays hors OPEP; la situation politique, sociale et économique des pays dans lesquels nous exerçons des activités ou que nous nous approvisionnons; l'état de nos relations avec les communautés au sein desquelles nous exerçons des activités, notamment les communautés autochtones; la survenance d'événements imprévus tels que les protestations, les pandémies, la guerre et les menaces terroristes et l'instabilité connexe; et les risques liés aux poursuites, aux propositions des actionnaires et aux mesures réglementaires, actuelles et éventuelles, nous visant.

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 de nos principaux facteurs de risque, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion ainsi qu'aux facteurs de risque décrits dans d'autres documents que Cenovus dépose de temps à autre auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières du Canada et qui sont disponibles sur SEDAR, à l'adresse sedar.com 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. Des renseignements supplémentaires sur l'entreprise et les actifs de Husky au 31 décembre 2020 se trouvent dans la notice annuelle et le rapport de gestion de Husky, qui sont déposés et disponibles sur SEDAR sous le profil de Husky, à l'adresse sedar.com.

L'information concernant Cenovus ou reliée au site Web de Cenovus, à l'adresse cenovus.com ou au site Web de Husky, à l'adresse huskyenergy.com ne fait pas partie du présent rapport de gestion, à moins d'y être expressément intégrée par renvoi.

ABRÉVIATIONS

Ci-après figurent les principales abréviations employées dans le présent document :

Pétrole brut		Gaz naturel	
b	baril	kpi ³	millier de pieds cubes
kb/j	millier de barils par jour	Mpi ³	million de pieds cubes
Mb	million de barils	Gpi ³	milliard de pieds cubes
bep	baril d'équivalent de pétrole	MBtu	million d'unités thermales britanniques
Mbep	million de barils d'équivalent de pétrole	GJ	gigajoule
WTI	West Texas Intermediate	AECO	Alberta Energy Company
WCS	Western Canadian Select	NYMEX	New York Mercantile Exchange
CDB	Christina Dilbit Blend	BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
MSW	Mélange non corrosif mixte (Mixed Sweet Blend)		
MSH	Mélange synthétique de Husky		
WTS	West Texas Sour		

RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS

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

Production totale

Résultats financiers en amont

Trimestre clos le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			
	Sables bitumineux ¹⁾	Hydrocarbures classiques ¹⁾	Production extracôtière ¹⁾	Total en amont
Chiffre d'affaires brut	6 114	833	404	7 351
Redevances	669	40	24	733
Marchandises achetées	822	445	—	1 267
Transport et fluidification	1 918	20	3	1 941
Charges d'exploitation	616	135	49	800
Prix nets opérationnels	2 089	193	328	2 610
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	166	2	—	168
Marge d'exploitation	1 923	191	328	2 442

Trimestre clos le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Total en amont	Selon les états financiers consolidés intermédiaires				Total en amont	
		Condensats	Tierces sources	Consommation interne ²⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ³⁾		Autres ^{4),7)}
Chiffre d'affaires brut	7 351	(1 538)	(1 200)	(175)	60	(65)	4 433
Redevances	733	—	—	—	11	—	744
Marchandises achetées	1 267	—	(1 200)	—	—	(67)	—
Transport et fluidification	1 941	(1 538)	—	—	—	20	423
Charges d'exploitation	800	—	—	(175)	6	(13)	618
Prix nets opérationnels	2 610	—	—	—	43	(5)	2 648
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	168	—	(2)	—	—	—	166
Marge d'exploitation	2 442	—	2	—	43	(5)	2 482

Trimestre clos le 30 septembre 2020 (en millions de dollars) ⁵⁾	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			
	Sables bitumineux ¹⁾	Hydrocarbures classiques ¹⁾	Production extracôtière ¹⁾	Total en amont
Chiffre d'affaires brut	2 436	232	—	2 668
Redevances	129	24	—	153
Marchandises achetées	235	76	—	311
Transport et fluidification	1 015	21	—	1 036
Charges d'exploitation	286	81	—	367
Prix nets opérationnels	771	30	—	801
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	137	—	—	137
Marge d'exploitation	634	30	—	664

Trimestre clos le 30 septembre 2020 (en millions de dollars) ⁵⁾	Total en amont	Selon les états financiers consolidés intermédiaires				Total en amont	
		Condensats	Tierces sources	Réduction de valeur des stocks ⁶⁾	Consommation interne ²⁾		Autres ⁴⁾
Chiffre d'affaires brut	2 668	(747)	(317)	—	(65)	(12)	1 527
Redevances	153	—	—	—	—	—	153
Marchandises achetées	311	—	(317)	—	—	6	—
Transport et fluidification	1 036	(747)	—	6	—	—	295
Charges d'exploitation	367	—	—	—	(65)	(17)	285
Prix nets opérationnels	801	—	—	(6)	—	(1)	794
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	137	—	—	—	—	—	137
Marge d'exploitation	664	—	—	(6)	—	(1)	657

1) Figurant à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.

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

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

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

5) Les chiffres des périodes comparatives ont été reclassés en fonction des secteurs opérationnels de la période considérée.

6) Les réductions de valeur des stocks réalisées au cours de périodes antérieures ont été reclassées dans les reprises de perte de valeur.

7) Le chiffre d'affaires brut de Sunrise ainsi que les frais de transport et de fluidification sont présentés de nouveau afin de tenir compte d'un changement de classification des activités de commercialisation pour les premier et deuxième trimestres de 2021.

Période de neuf mois close le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			
	Sables bitumineux ¹⁾	Hydrocarbures classiques ¹⁾	Production extracôtière ¹⁾	Total en amont
Chiffre d'affaires brut	15 904	2 235	1 262	19 401
Redevances	1 462	103	74	1 639
Marchandises achetées	2 114	1 113	—	3 227
Transport et fluidification	5 476	57	10	5 543
Charges d'exploitation	1 793	417	166	2 376
Prix nets opérationnels	5 059	545	1 012	6 616
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	584	2	—	586
Marge d'exploitation	4 475	543	1 012	6 030

Période de neuf mois close le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Total en amont	Selon les états financiers consolidés intermédiaires				Total en amont	
		Condensats	Tierces sources	Consommation interne ²⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ³⁾		Autres ⁴⁾
Chiffre d'affaires brut	19 401	(4 322)	(3 048)	(469)	162	(261)	11 463
Redevances	1 639	—	—	—	23	—	1 662
Marchandises achetées	3 227	—	(3 048)	—	—	(179)	—
Transport et fluidification	5 543	(4 322)	—	—	—	—	1 221
Charges d'exploitation	2 376	—	—	(469)	18	(34)	1 891
Prix nets opérationnels	6 616	—	—	—	121	(48)	6 689
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	586	—	(2)	—	—	—	584
Marge d'exploitation	6 030	—	2	—	121	(48)	6 105

Période de neuf mois close le 30 septembre 2020 (en millions de dollars) ⁵⁾	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			
	Sables bitumineux ¹⁾	Hydrocarbures classiques ¹⁾	Production extracôtière ¹⁾	Total en amont
Chiffre d'affaires brut	6 117	636	—	6 753
Redevances	200	28	—	228
Marchandises achetées	806	184	—	990
Transport et fluidification	3 552	63	—	3 615
Charges d'exploitation	839	248	—	1 087
Prix nets opérationnels	720	113	—	833
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	228	—	—	228
Marge d'exploitation	492	113	—	605

Période de neuf mois close le 30 septembre 2020 (en millions de dollars) ⁵⁾	Total en amont	Selon les états financiers consolidés intermédiaires				Total en amont	
		Condensats	Tierces sources	Réduction de valeur des stocks ⁶⁾	Consommation interne ²⁾		Autres ⁴⁾
Chiffre d'affaires brut	6 753	(2 599)	(1 014)	—	(133)	(42)	2 965
Redevances	228	—	—	(1)	—	—	227
Marchandises achetées	990	—	(1 014)	—	—	24	—
Transport et fluidification	3 615	(2 599)	—	1	—	—	1 017
Charges d'exploitation	1 087	—	—	—	(133)	(54)	900
Prix nets opérationnels	833	—	—	—	—	(12)	821
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	228	—	—	—	—	—	228
Marge d'exploitation	605	—	—	—	—	(12)	593

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

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

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

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

5) *Les chiffres des périodes comparatives ont été reclassés en fonction des secteurs opérationnels de la période considérée.*

6) *Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits, ni de leur reprise, tant qu'elles ne sont pas réalisées lorsque les produits sont vendus. Ces montants sont présentés après déduction des reprises de perte de valeur des stocks.*

Sables bitumineux

Trimestre clos le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise ⁶⁾	Autres – Sables bitumineux ²⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel et pétrole moyen	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	1 325	1 405	156	872	3 758	8	3 766
Redevances	238	324	7	99	668	1	669
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	192	125	33	50	400	—	400
Charges d'exploitation	194	171	32	208	605	8	613
Prix nets opérationnels	701	785	84	515	2 085	(1)	2 084
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							166
Marge d'exploitation							1 918

Trimestre clos le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels				Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾	
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ^{3), 6)}	Sables bitumineux	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	3 766	1 538	755	55	—	6 114
Redevances	669	—	—	—	—	669
Marchandises achetées	—	—	755	67	—	822
Transport et fluidification	400	1 538	—	(20)	—	1 918
Charges d'exploitation	613	—	—	3	—	616
Prix nets opérationnels	2 084	—	—	5	—	2 089
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	166	—	—	—	—	166
Marge d'exploitation	1 918	—	—	5	—	1 923

Trimestre clos le 30 septembre 2020 (en millions de dollars) ⁴⁾	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ²⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel et pétrole moyen	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	605	842	—	—	1 447	—	1 447
Redevances	36	93	—	—	129	—	129
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	125	149	—	—	274	—	274
Charges d'exploitation	131	143	—	—	274	—	274
Prix nets opérationnels	313	457	—	—	770	—	770
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							137
Marge d'exploitation							633

Trimestre clos le 30 septembre 2020 (en millions de dollars) ³⁾	Base de calcul des prix nets opérationnels				Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾	
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Réduction de valeur des stocks ⁵⁾	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	1 447	747	241	—	1	2 436
Redevances	129	—	—	—	—	129
Marchandises achetées	—	—	241	—	(6)	235
Transport et fluidification	274	747	—	(6)	—	1 015
Charges d'exploitation	274	—	—	—	12	286
Prix nets opérationnels	770	—	—	6	(5)	771
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	137	—	—	—	—	137
Marge d'exploitation	633	—	—	6	(5)	634

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

2) *Comprend le projet Tucker ainsi que les actifs de production par méthode thermique, de production à froid et de récupération assistée de Lloydminster.*

3) *L'élément Autres comprend la construction, le transport et les marges de fluidification.*

4) *Les chiffres des périodes comparatives ont été reclassés en fonction des secteurs opérationnels de la période considérée.*

5) *Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits, ni de leur reprise, tant qu'elles ne sont pas réalisées lorsque les produits sont vendus. Ces montants sont présentés après déduction des reprises de perte de valeur des stocks.*

6) *Le chiffre d'affaires brut de Sunrise ainsi que les frais de transport et de fluidification sont présentés de nouveau afin de tenir compte d'un changement de classification des activités de commercialisation pour les premier et deuxième trimestres de 2021.*

Période de neuf mois close le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						Total – Sables bitumineux
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ²⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel et pétrole moyen	
Chiffre d'affaires brut	3 037	3 674	410	2 293	9 414	25	9 439
Redevances	487	733	13	227	1 460	2	1 462
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	520	386	83	165	1 154	—	1 154
Charges d'exploitation	517	506	117	618	1 758	25	1 783
Prix nets opérationnels	1 513	2 049	197	1 283	5 042	(2)	5 040
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							584
Marge d'exploitation							4 456

Période de neuf mois close le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels				Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾	
	Total – Sables bitumineux		Condensats	Total – Sables bitumineux		Autres ³⁾	Total – Sables bitumineux	
Chiffre d'affaires brut	9 439		4 322	1 935		208	15 904	
Redevances	1 462		—	—		—	1 462	
Marchandises achetées	—		—	1 935		179	2 114	
Transport et fluidification	1 154		4 322	—		—	5 476	
Charges d'exploitation	1 783		—	—		10	1 793	
Prix nets opérationnels	5 040		—	—		19	5 059	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	584		—	—		—	584	
Marge d'exploitation	4 456		—	—		19	4 475	

Période de neuf mois close le 30 septembre 2020 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						Total – Sables bitumineux
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ²⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel et pétrole moyen	
Chiffre d'affaires brut	1 244	1 438	—	—	2 682	—	2 682
Redevances	67	132	—	—	199	—	199
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	523	431	—	—	954	—	954
Charges d'exploitation	404	399	—	—	803	—	803
Prix nets opérationnels	250	476	—	—	726	—	726
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							228
Marge d'exploitation							498

Période de neuf mois close le 30 septembre 2020 (en millions de dollars) ³⁾	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾	
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Total – Sables bitumineux	Réduction de valeur des stocks ⁵⁾	Autres	Total – Sables bitumineux		
Chiffre d'affaires brut	2 682	2 599	828	—	8	6 117		
Redevances	199	—	—	1	—	200		
Marchandises achetées	—	—	828	—	(22)	806		
Transport et fluidification	954	2 599	—	(1)	—	3 552		
Charges d'exploitation	803	—	—	—	36	839		
Prix nets opérationnels	726	—	—	—	(6)	720		
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	228	—	—	—	—	228		
Marge d'exploitation	498	—	—	—	(6)	492		

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

2) *Comprend le projet Tucker ainsi que les actifs de production par méthode thermique, de production à froid et de récupération assistée de Lloydminster.*

3) *L'élément Autres comprend la construction, le transport et les marges de fluidification.*

4) *Les chiffres des périodes comparatives ont été reclassés en fonction des secteurs opérationnels de la période considérée.*

5) *Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits, ni de leur reprise, tant qu'elles ne sont pas réalisées lorsque les produits sont vendus. Ces montants sont présentés après déduction des reprises de perte de valeur des stocks.*

Hydrocarbures classiques

Trimestre clos le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels		Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Hydrocarbures classiques	Ajustements		Hydrocarbures classiques	
		Tierces sources	Autres ²⁾		
Chiffre d'affaires brut	378	445	10	833	
Redevances	40	—	—	40	
Marchandises achetées	—	445	—	445	
Transport et fluidification	20	—	—	20	
Charges d'exploitation	125	—	10	135	
Prix nets opérationnels	193	—	—	193	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	2	—	2	
Marge d'exploitation	193	(2)	—	191	

Trimestre clos le 30 septembre 2020 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Hydrocarbures classiques	Ajustements		Hydrocarbures classiques	
		Tierces sources	Autres ²⁾		
Chiffre d'affaires brut	145	76	11	232	
Redevances	24	—	—	24	
Marchandises achetées	—	76	—	76	
Transport et fluidification	21	—	—	21	
Charges d'exploitation	76	—	5	81	
Prix nets opérationnels	24	—	6	30	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	
Marge d'exploitation	24	—	6	30	

Période de neuf mois close le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels		Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Hydrocarbures classiques	Ajustements		Hydrocarbures classiques	
		Tierces sources	Autres ²⁾		
Chiffre d'affaires brut	1 069	1 113	53	2 235	
Redevances	103	—	—	103	
Marchandises achetées	—	1 113	—	1 113	
Transport et fluidification	57	—	—	57	
Charges d'exploitation	393	—	24	417	
Prix nets opérationnels	516	—	29	545	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	2	—	2	
Marge d'exploitation	516	(2)	29	543	

Période de neuf mois close le 30 septembre 2020 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Hydrocarbures classiques	Ajustements		Hydrocarbures classiques	
		Tierces sources	Autres ²⁾		
Chiffre d'affaires brut	416	186	34	636	
Redevances	28	—	—	28	
Marchandises achetées	—	186	(2)	184	
Transport et fluidification	63	—	—	63	
Charges d'exploitation	230	—	18	248	
Prix nets opérationnels	95	—	18	113	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—	
Marge d'exploitation	95	—	18	113	

- 1) *Figurant à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.*
- 2) *Reflètent la marge d'exploitation des installations de traitement.*
- 3) *Les chiffres des périodes comparatives ont été reclassés en fonction des secteurs opérationnels de la période considérée.*

Production extracôtère

Trimestre clos le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels			Total – production extracôtère	Ajustement	Selon les états financiers consolidés intermédiaires ²⁾
	Chine	Indonésie ¹⁾	Atlantique		Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾	Total – production extracôtère
Chiffre d'affaires brut	336	60	68	464	(60)	404
Redevances	20	11	4	35	(11)	24
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	3	3	—	3
Charges d'exploitation	27	7	21	55	(6)	49
Prix nets opérationnels	289	42	40	371	(43)	328
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques				—	—	—
Marge d'exploitation				371	(43)	328

Période de neuf mois close le 30 septembre 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels			Total – production extracôtère	Ajustement	Selon les états financiers consolidés intermédiaires ²⁾
	Chine	Indonésie ¹⁾	Atlantique		Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ¹⁾	Total – production extracôtère
Chiffre d'affaires brut	965	162	297	1 424	(162)	1 262
Redevances	53	23	21	97	(23)	74
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	10	10	—	10
Charges d'exploitation	71	21	92	184	(18)	166
Prix nets opérationnels	841	118	174	1 133	(121)	1 012
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques				—	—	—
Marge d'exploitation				1 133	(121)	1 012

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

2) Figurant à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.

Volumes de vente¹⁾

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

(en milliers de bep, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Sables bitumineux				
Foster Creek	206,3	158,3	173,5	166,2
Christina Lake	238,1	238,1	230,5	222,0
Sunrise ³⁾	25,5	—	23,6	—
Autres – Sables bitumineux	143,2	—	143,8	—
Total – Sables bitumineux	613,1	396,4	571,4	388,2
Hydrocarbures classiques	131,4	85,7	136,2	91,1
Ventes avant déduction de la consommation interne	744,5	482,1	707,6	479,3
Déduire : Consommation interne ²⁾	(84,0)	(53,4)	(85,2)	(55,6)
Production extracôtère				
Asie-Pacifique – Chine	49,8	—	50,1	—
Asie-Pacifique – Indonésie	10,0	—	9,4	—
Atlantique	7,8	—	12,6	—
Total – production extracôtère	67,6	—	72,1	—
Total – ventes	728,1	428,7	694,5	423,7

1) Données présentées pour le bitume sec.

2) Moins les volumes de gaz naturel servant à la consommation interne du secteur Sables bitumineux.

3) Les volumes de vente de Sunrise sont présentés de nouveau afin de tenir compte d'un changement de classification des activités de commercialisation pour les premier et deuxième trimestres de 2021.