



RAPPORT DE GESTION

Pour les périodes closes le 30 juin 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	29
PRODUCTION EXTRACÔTIÈRE	32
SECTEURS EN AVAL	36
FABRICATION AU CANADA	36
FABRICATION AUX ÉTATS-UNIS	38
VENTE	40
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	41
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	44
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE	50
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	51
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE	52
PERSPECTIVES	52
MISE EN GARDE	58
ABRÉVIATIONS	62
RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS	63

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 28 juillet 2021, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 30 juin 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 28 juillet 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 assujéti. 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, transport, production 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 juin 2021, la production de pétrole brut de nos actifs de sables bitumineux s'est établie en moyenne à 549,4 milliers de barils par jour, ce qui cadre dans l'ensemble avec notre production de pétrole brut en aval, qui s'est chiffrée à 539,0 milliers de barils par jour. La production totale en amont s'est élevée en moyenne à 765,9 milliers de barils d'équivalent de pétrole (« bep ») par jour.

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/BAIIA ajusté cible inférieur à 2,0 x en creux de cycle, selon un prix du 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 janvier 2021 et mis à jour le 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 et asphalte. 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, des profits ou pertes de change et des profits ou pertes liés à la gestion des risques relativement aux instruments dérivés des activités non sectorielles. 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. Les écarts importants qu'affichent les résultats d'exploitation et les résultats financiers par rapport à 2020 sont principalement attribuables à l'arrangement.

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 juin 2021, aucun ajustement important n'avait été apporté à la répartition du prix d'achat provisoire.

APERÇU DES RÉSULTATS DU TRIMESTRE

Au cours du deuxième trimestre, nous avons poursuivi sur la lancée de notre solide rendement opérationnel du premier trimestre, nos résultats financiers étant attribuables essentiellement à nos actifs existants et à l'amélioration du contexte des prix des marchandises. Ces bons résultats nous ont permis de réduire notre dette nette de près de 1 G\$ au cours du trimestre clos le 30 juin 2021.

Durant le trimestre, nous avons vendu notre participation sous forme de redevances dérogatoires brutes dans Marten Hills pour un produit brut en trésorerie d'environ 100 M\$. Nous avons également conclu des conventions définitives visant la vente d'actifs du secteur Hydrocarbures classiques situés dans les régions d'East Clearwater et de Kaybob pour un produit brut combiné d'environ 110 M\$. La transaction visant les actifs de Kaybob s'est clôturée en juillet, et la clôture de la transaction visant les actifs d'East Clearwater est prévue pour le troisième trimestre de 2021.

Cenovus a également mis l'accent sur la santé et la sécurité tout en maintenant sa structure de coûts comportant un faible coût en capital et des charges d'exploitation peu élevées.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Semestres clos les		2021		2020				2019		
	30 juin	2020	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Volumes de production (MBOE/d)	767,6	474,0	765,9	769,3	467,2	471,8	465,4	482,6	467,4	448,5	443,3
Production de pétrole brut¹⁾ (Mbbls/d)	504,2	191,7	539,0	469,1	169,0	191,1	162,3	221,1	227,9	232,4	237,0
Produits des activités ordinaires²⁾	19 727	6 135	10 577	9 150	3 426	3 659	2 174	3 961	4 838	4 736	5 603
Marge d'exploitation³⁾	4 063	(298)	2 184	1 879	625	594	291	(589)	864	1 080	1 277
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 597	(709)	1 369	228	250	732	(834)	125	740	834	1 275
Fonds provenant de l'exploitation ajustés⁴⁾	2 958	(623)	1 817	1 141	333	407	(469)	(154)	679	917	1 075
Résultat net	444	(2 032)	224	220	(153)	(194)	(235)	(1 797)	113	187	1 784
Par action ⁵⁾ (\$)	0,21	(1,65)	0,11	0,10	(0,12)	(0,16)	(0,19)	(1,46)	0,09	0,15	1,45
Dépenses d'investissement⁶⁾	1 081	451	534	547	242	148	147	304	317	294	248
Dette nette⁷⁾	12 390	8 232	12 390	13 340	7 184	7 530	8 232	7 421	6 513	6 802	7 088
Dividendes en numéraire											
Actions ordinaires	71	77	36	35	—	—	—	77	77	60	62
Par action ordinaire (\$)	0,0350	0,0625	0,0175	0,0175	—	—	—	0,0625	0,0625	0,0500	0,0500
Actions privilégiées	17	—	8	9	—	—	—	—	—	—	—

1) 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.

2) 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.

3) Total partiel présenté à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires et défini dans le présent rapport de gestion.

4) 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.

5) Résultat de base et dilué par action.

6) Comprend 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 6 642 M\$ dans le cadre de l'arrangement.

Les prix du pétrole brut et les marges de craquage ont continué de s'améliorer au deuxième trimestre par rapport au premier trimestre et au premier semestre de 2020. La remontée de la demande mondiale de pétrole brut dans un contexte de déploiement d'efforts à l'échelle mondiale pour distribuer 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 765,9 milliers de bep par jour au deuxième trimestre, comparativement à 465,4 milliers de bep par jour au trimestre correspondant de 2020. La production des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement s'est établie à environ 286,8 milliers de bep par jour durant le trimestre. La production de Christina Lake a augmenté par rapport à celle de la période correspondante de 2020, tandis que la production de Foster Creek a diminué légèrement par rapport à celle de 2020 en raison d'activités de maintenance et de révision planifiées. 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.

Notre production de pétrole brut en aval s'est chiffrée en moyenne à 539,0 milliers de barils par jour au deuxième trimestre, contre 162,3 milliers de barils par jour au deuxième trimestre de 2020. Les actifs acquis dans le cadre de l'arrangement ont produit en moyenne 330,1 milliers de barils par jour de pétrole brut au deuxième trimestre. L'usine de valorisation de Lloydminster et la raffinerie de Lloydminster ont fonctionné à une capacité presque maximale tout au long du trimestre. Le taux d'utilisation de nos raffineries aux États-Unis a augmenté en raison de la hausse de la demande, ce facteur ayant été annulé en partie par l'incidence d'interruptions planifiées et non planifiées.

Au deuxième trimestre, nous avons engagé des dépenses d'intégration de 46 M\$, dont des dépenses d'investissement de 12 M\$. En cumul depuis le début de l'exercice, les dépenses, y compris les dépenses d'investissement, s'établissent à environ 291 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.

À la suite de la clôture de l'arrangement, nous avons anticipé des synergies annualisées d'environ 600 M\$ pour le premier semestre de 2021. Nous avons atteint cet objectif.

Nous accordons une grande importance au leadership en matière de facteurs ESG et à l'intégration des considérations de développement durable à nos décisions d'affaires. Au cours du trimestre, nous avons annoncé notre participation à l'Initiative pour des sables bitumineux carbonates, une alliance en collaboration avec les gouvernements fédéral et de l'Alberta 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.

Au deuxième trimestre, nous avons :

- dégagé des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 1 369 M\$. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés du trimestre se sont établis à 1 817 M\$ et les dépenses d'investissement à 534 M\$, ce qui a donné lieu à des fonds provenant de l'exploitation disponibles de 1 283 M\$;
- dégagé une marge d'exploitation de 2 184 M\$, comparativement à 291 M\$ au deuxième 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, et de l'augmentation des volumes de vente des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement;
- réduit notre dette de près de 1 G\$;
- vendu notre participation conservée sous forme de redevances dérogatoires brutes dans Marten Hills pour un produit brut en trésorerie d'environ 100 M\$.

Nous prévoyons que nos dépenses d'investissement totales se situeront entre 2,3 G\$ et 2,7 G\$ en 2021, y compris des dépenses d'investissement de maintien de près de 2,1 G\$ et des coûts 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 mis à jour 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 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

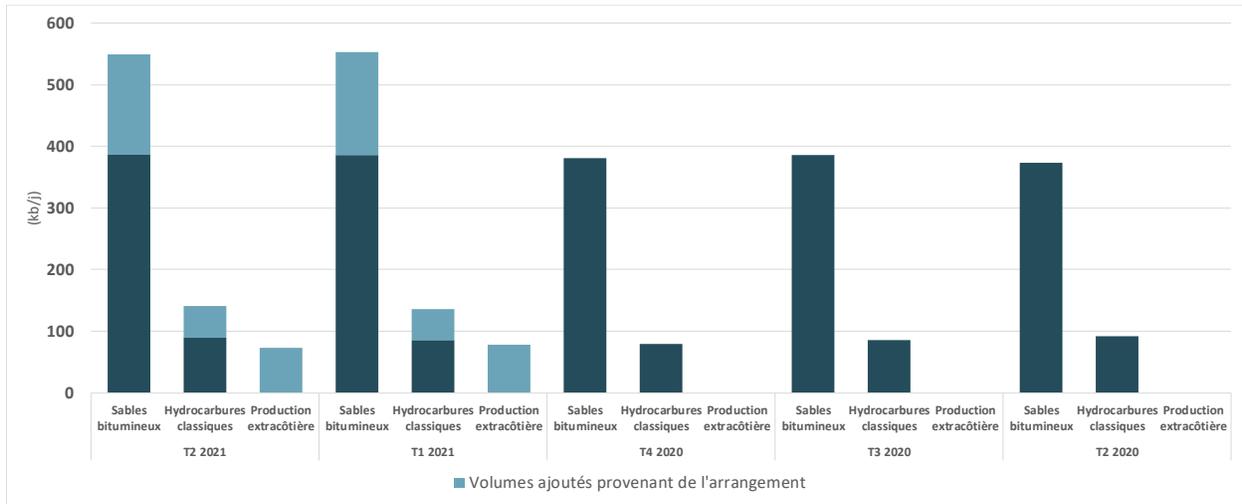
	Trimestres clos les			Semestres clos les		
	2021	Variation (%)	2020	2021	Variation (%)	2020
Volumes de production en amont						
Sables bitumineux (kb/j)						
Foster Creek	156,8	(6)	166,0	159,9	(3)	164,9
Christina Lake	230,5	11	207,2	226,7	5	215,2
Sunrise ¹⁾	22,4		—	25,1		—
Production par méthode thermique à Lloydminster	97,7		—	96,9		—
Tucker	21,2		—	22,2		—
Production à froid et récupération assistée à Lloydminster	20,8		—	20,7		—
Total – pétrole brut tiré des Sables bitumineux	549,4	47	373,2	551,5	45	380,1
Hydrocarbures classiques (kbep/j)	141,3	53	92,2	138,6	48	93,9
Production extracôtière (kbep/j)						
Région de l'Asie-Pacifique ²⁾	57,8		—	59,3		—
Région de l'Atlantique	15,2		—	16,1		—
Total – Production extracôtière	73,0		—	75,4		—
Total – volumes de production (kbep/j)	765,9	65	465,4	767,6	62	474,0
Total – volumes de vente en amont³⁾ (kbep/j)	673,3	66	406,5	681,8	62	421,2
Fabrication en aval – production de pétrole brut						
Fabrication au Canada (kb/j)						
Usine de valorisation de Lloydminster	76,1		—	77,2		—
Raffinerie de Lloydminster	27,4		—	27,6		—
Total – Fabrication au Canada	103,5		—	104,8		—
Fabrication aux États-Unis (kb/j)						
Raffinerie de Lima	160,9		—	142,9		—
Raffineries de Wood River et de Borger ¹⁾	208,9	29	162,3	189,6	(1)	191,7
Raffinerie de Toledo ¹⁾	65,7		—	66,9		—
Total – Fabrication aux États-Unis	435,5	168	162,3	399,4	108	191,7
Total de la production (kb/j)	539,0	232	162,3	504,2	163	191,7
Vente (millions de litres/j)						
Ventes de carburant, y compris en gros	6,7		—	6,6		—

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) 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.

3) Montant duquel ont été déduits les volumes de gaz naturel servant à la consommation interne du secteur Sables bitumineux de 510 Mpi³/j et de 515 Mpi³/j, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021 (334 Mpi³/j et 340 Mpi³/j, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020).

Volumes de production en amont



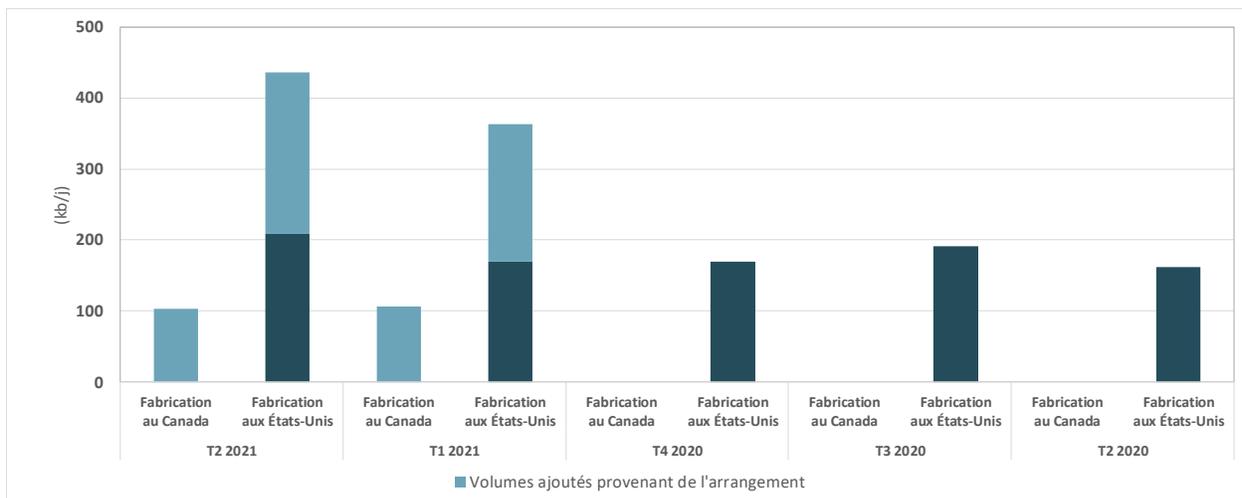
Les actifs de sables bitumineux ont poursuivi sur la lancée du solide rendement du premier trimestre de 2021. La production de Christina Lake a augmenté par rapport à celle du premier trimestre et de nouveaux puits sont entrés en production. La production de Foster Creek a diminué par rapport à celle du premier trimestre en raison d'interruptions et de révisions planifiées. La production des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement s'est établie en moyenne à 162,1 milliers de barils par jour au deuxième 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. Des activités de maintenance et de révision planifiées à Sunrise ont eu lieu durant le trimestre et ont eu une incidence sur la production.

La production du secteur Hydrocarbures classiques a augmenté par rapport à celle du premier trimestre de 2021 alors que de nouveaux puits ont été mis en production. Les actifs acquis dans le cadre de l'arrangement ont continué d'offrir un bon rendement, leur production s'établissant en moyenne à 51,7 milliers de bep par jour pour le trimestre.

Au deuxième trimestre, la production extracôtière a subi une légère baisse par rapport à celle du premier trimestre de 2021, s'établissant en moyenne à 73,0 milliers de bep par jour. Cette diminution est attribuable à des activités de maintenance planifiées en Chine et en Indonésie. La totalité de la production extracôtière 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 par rapport à celle du premier trimestre de 2021, le marché continuant de s'améliorer. Au cours du deuxième trimestre, le taux d'utilisation de pétrole brut de nos raffineries aux États-Unis s'est établi en moyenne à 87 % 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 du premier semestre de 2021.

Aux raffineries de Wood River et de Borger, la production a été touchée par les activités de maintenance et de révision planifiées qui ont débuté au premier trimestre. Les activités de révision à Borger se sont terminées au début d'avril, tandis qu'à Wood River, elles se sont terminées à la mi-mai. La production des raffineries de Wood River et de Borger a également subi, de façon temporaire, l'incidence d'interruptions non planifiées au deuxième trimestre. Par ailleurs, la raffinerie de Wood River a appliqué des réductions du taux de production économique du brut conformément à la demande sur le marché.

À la raffinerie de Lima, la production a été touchée au premier trimestre de 2021 par une interruption de service non planifiée et par les répercussions de la tempête hivernale Uri sur un pipeline clé acheminant la charge d'alimentation à la raffinerie de Lima. La raffinerie de Lima a augmenté sa production en mars à mesure que les marges de craquage se sont améliorées. 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, laquelle s'est accrue une fois les travaux terminés.

À la raffinerie de Toledo, la production a été optimisée conformément à la demande du marché au premier semestre de 2021.

Le lecteur trouvera de plus amples renseignements sur les variations de nos résultats financiers et d'exploitation à la section « 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.

Sommaire des résultats financiers consolidés

Marge d'exploitation

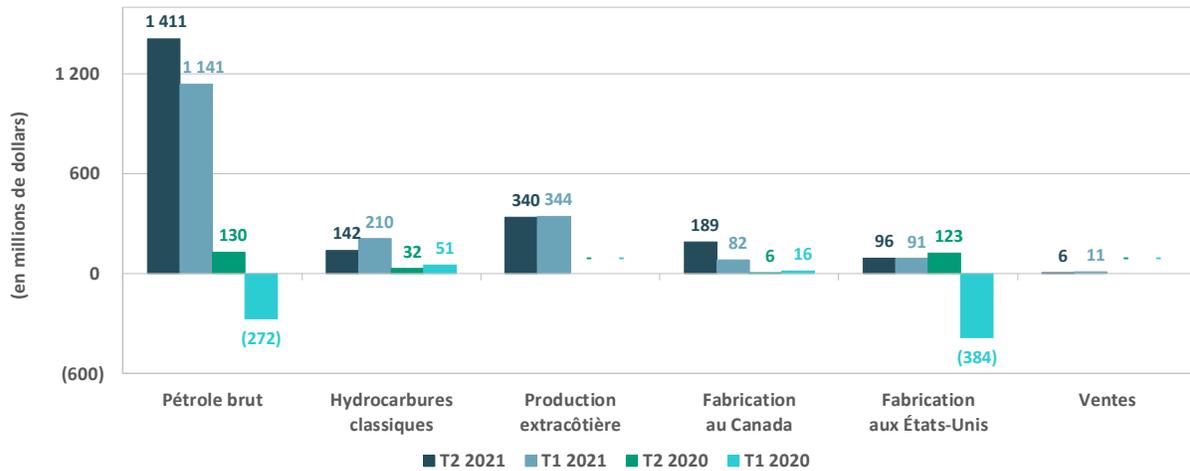
La marge d'exploitation est un total partiel présenté à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'une période à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie des actifs de la société. 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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2021	2020 ¹⁾	2021	2020 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	12 386	2 286	23 058	6 524
Déduire : Redevances	533	21	906	75
Produits des activités ordinaires	11 853	2 265	22 152	6 449
Charges				
Produits achetés	6 363	762	11 430	2 959
Transport et fluidification	1 802	651	3 602	2 579
Charges d'exploitation	1 306	502	2 608	1 126
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	198	59	449	83
Marge d'exploitation	2 184	291	4 063	(298)

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 juin 2021



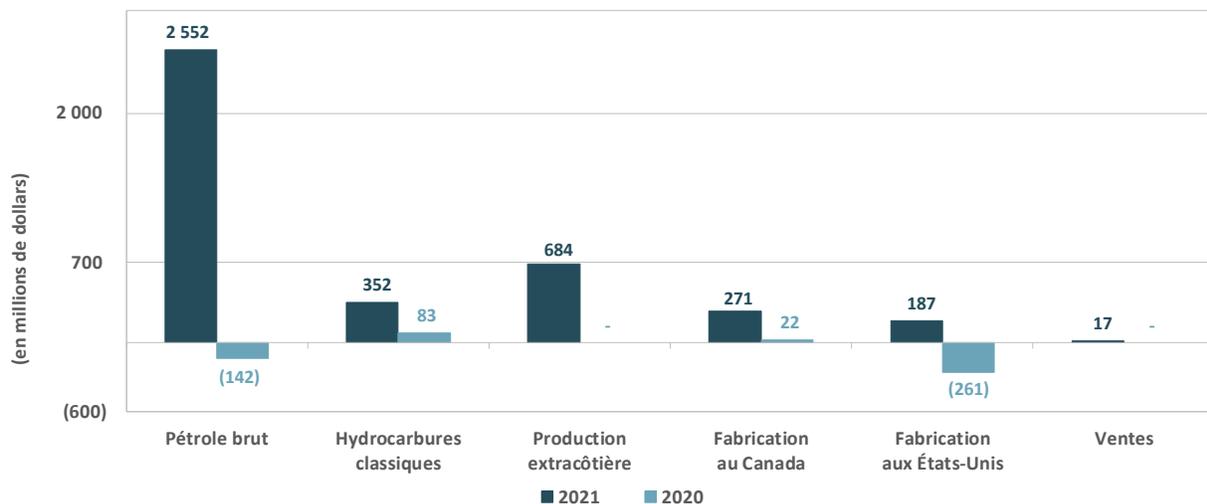
La marge d'exploitation a augmenté au deuxième trimestre de 2021 par rapport à 2020, principalement en raison des facteurs suivants :

- 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 et des produits raffinés provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement;
- une hausse de la production de pétrole brut et l'accroissement des marges de craquage.

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;
- des réductions de valeur des stocks comptabilisées au premier trimestre de 2020 de 345 M\$ et de 243 M\$ se rapportant respectivement à nos actifs en amont et en aval qui ont été vendus en majorité au deuxième trimestre de 2020;
- 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.

Semestre clos le 30 juin 2021



La marge d'exploitation a augmenté au premier semestre de 2021 par rapport à 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 hausse de la marge d'exploitation des secteurs Fabrication au Canada et Fabrication aux États-Unis principalement attribuable à la production accrue et à l'accroissement des marges de craquage.

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 par 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.

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 créditeurs et du passif d'impôt.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 369	(834)	1 597	(709)
(Ajouter) déduire :				
Règlement des passifs relatifs au démantèlement	(18)	(2)	(29)	(33)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(430)	(363)	(1 332)	(53)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés¹⁾	1 817	(469)	2 958	(623)

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 juin 2021 que pour la période correspondante de 2020 en raison de la hausse de la marge d'exploitation, mentionnée ci-dessus, combinée aux distributions reçues des entreprises associées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Cette augmentation est en partie annulée par une hausse des charges financières et des frais généraux et frais d'administration. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au deuxième trimestre de 2021 est principalement attribuable à une augmentation des stocks et des débiteurs, partiellement annulée par une augmentation des créditeurs au 30 juin 2021 par rapport au 31 mars 2021.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2021, l'augmentation des débiteurs s'explique essentiellement par la hausse des prix des marchandises, 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 stocks de pétrole brut provenant de Foster Creek et de Christina Lake combinée à une augmentation des stocks de pétrole brut et de produits finis de Lima. La hausse des créditeurs découle d'une hausse des prix de la charge d'alimentation en pétrole brut du secteur Fabrication aux États-Unis combinée à une augmentation des passifs liés à la gestion des risques du secteur Sables bitumineux.

Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont été plus élevés pour le semestre clos le 30 juin 2021 que pour la période correspondante de 2020 en raison de la hausse de la marge d'exploitation, mentionnée ci-dessus, combinée aux distributions reçues des entreprises associées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Cette augmentation a été partiellement annulée par les coûts d'intégration de 257 M\$ et les primes d'intéressement à long terme de 111 M\$ liées aux sommes versées plus rapidement aux employés dans le cadre de l'arrangement, ainsi que par la hausse des charges financières et des frais généraux et frais d'administration. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au premier semestre de 2021 s'explique essentiellement par la hausse des stocks et des débiteurs, annulée en partie par l'augmentation des créditeurs au 30 juin 2021 par rapport au 31 décembre 2020.

Pour le semestre clos le 30 juin 2021, l'augmentation de débiteurs s'explique essentiellement par la hausse des prix du pétrole brut et des produits raffinés des secteurs Sables bitumineux et Fabrication aux États-Unis, partiellement annulée par une baisse des volumes de vente à la fin du trimestre pour Foster Creek et Christina Lake par rapport à décembre 2020. L'augmentation des stocks comparativement à 2020 s'explique surtout par une hausse des prix des marchandises et des produits raffinés combinée à une hausse des volumes des stocks détenus à Foster Creek et Christina Lake. La hausse des crédateurs est surtout attribuable à une hausse des prix de la charge d'alimentation en pétrole brut combinée à une augmentation des passifs liés à la gestion des risques, contrebalancée 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	Semestre
Résultat net des périodes closes le 30 juin 2020	(235)	(2 032)
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Marge d'exploitation	1 893	4 361
Activités non sectorielles et éliminations		
Profit (perte) de change latent	(96)	700
Réévaluation du paiement éventuel	(185)	(502)
Coûts d'intégration	(34)	(257)
Frais généraux et frais d'administration	(74)	(260)
Charges financières	(93)	(230)
Autres ¹⁾	24	13
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques	(276)	(122)
Amortissement et épuisement	(456)	(558)
Coûts de prospection	—	(3)
Produit (charge) d'impôt sur le résultat	(244)	(666)
Résultat net des périodes closes le 30 juin 2021	224	444

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 de 224 M\$ au deuxième trimestre de 2021 est nettement supérieur à la perte nette de 235 M\$ de 2020 en raison de la hausse de la marge d'exploitation susmentionnée. Cette hausse a été partiellement annulée par une hausse des pertes liées à la gestion des risques latentes, une baisse des profits de change latents, une perte de 249 M\$ à la réévaluation du paiement éventuel (64 M\$ en 2020) ainsi que par la hausse 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 de 444 M\$ est nettement supérieur à la perte nette de 2 032 M\$ au premier semestre de 2020 en raison de la hausse de la marge d'exploitation susmentionnée, d'une perte de valeur de 315 M\$ au premier trimestre de 2020 et de profits de change latents comparativement à des pertes en 2020. Cette hausse a été partiellement annulée par une perte de 436 M\$ à la réévaluation du paiement éventuel (profit de 66 M\$ en 2020) ainsi que par les coûts d'intégration de 257 M\$ et la 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.

Dettes nettes

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 juin 2021	31 décembre 2020
Emprunts à court terme	65	121
Dette à long terme, y compris la partie courante	13 380	7 441
Déduire : Trésorerie et équivalents de trésorerie	(1 055)	(378)
Dette nette	12 390	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 701 M\$, y compris un montant de près de 1 G\$ au deuxième trimestre de 2021.

Dépenses d'investissement^{1), 2)}

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Secteurs en amont				
Sables bitumineux	201	78	419	272
Hydrocarbures classiques	28	11	94	27
Production extracôtière	35	—	61	—
	264	89	574	299
Secteurs en aval				
Fabrication au Canada	10	7	14	17
Fabrication aux États-Unis	237	39	442	90
Vente	5	—	6	—
	252	46	462	107
Activités non sectorielles et éliminations	18	12	45	45
Dépenses d'investissement	534	147	1 081	451

1) *Comprennent 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.*

Au premier semestre 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.

Au premier semestre de 2021, les dépenses d'investissement du secteur Production extracôtière ont été principalement consacrées au capital de préservation du projet West White Rose dans l'Atlantique. Ce projet a été reporté en mars 2020 et conservera ce statut en 2021 tandis que nous continuons d'évaluer 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

Semestres clos les 30 juin	Puits de forage stratigraphique bruts		Puits productifs bruts ¹⁾	
	2021	2020	2021	2020
Foster Creek	17	38	—	—
Christina Lake	25	42	9	—
Production par méthode thermique à Lloydminster	—	—	15	—
Production à froid et récupération assistée à Lloydminster	—	—	2	—
Autres ²⁾	17	75	—	—
	59	155	26	—

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)	Semestre clos le 30 juin 2021			Semestre clos le 30 juin 2020		
	Forés	Complétés	Raccordés	Forés	Complétés	Raccordés
Hydrocarbures classiques	11	13	12	—	—	2

Aucun puits n'a été foré, complété ni raccordé au premier semestre de 2021 dans le secteur Production extracôtière.

Dépenses d'investissement futures

Après examen de notre programme d'investissement, nous avons mis à jour nos estimations prévisionnelles. La fourchette prévisionnelle des dépenses d'investissement est restée la même. Toutefois, nos objectifs tiennent compte désormais de l'augmentation de 100 M\$ des dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux, laquelle est contrebalancée par une réduction des dépenses de 100 M\$ des secteurs Fabrication aux États-Unis, Fabrication au Canada et Vente.

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 potentielles. 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 500,00 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 mis à jour 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)	Semestres clos les 30 juin					
	2021	Variation (%)	2020	T2 2021	T1 2021	T2 2020
Brent²⁾	64,86	63	39,73	68,83	60,90	29,20
WTI	61,96	67	37,01	66,07	57,84	27,85
Écart Brent/WTI	2,90	7	2,72	2,76	3,06	1,35
WCS à Hardisty (« WCS »)	49,98	138	21,01	54,58	45,37	16,38
Écart WTI/WCS	11,98	(25)	16,00	11,49	12,47	11,47
WCS (\$ CA/b)	62,21	120	28,26	66,99	57,44	22,42
WCS à Nederland	59,48	85	32,18	63,03	55,93	22,55
Écart WTI/WCS à Nederland	2,48	(49)	4,83	3,04	1,91	5,30
Condensats (CS à Edmonton)	62,22	81	34,29	66,40	58,04	22,30
Écart WTI/condensats (positif) négatif	(0,26)	(110)	2,72	(0,33)	(0,20)	5,55
Écart WCS/condensats (positif) négatif	(12,24)	(8)	(13,28)	(11,82)	(12,67)	(5,92)
Moyenne (\$ CA/b)	77,50	68	46,21	81,51	73,49	30,70
Pétrole synthétique à Edmonton	60,37	80	33,46	66,41	54,32	23,44
Écart WTI/pétrole synthétique (positif) négatif	1,59	(55)	3,55	(0,34)	3,52	4,41
Prix des produits raffinés						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	78,27	84	42,45	87,03	69,51	32,91
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	79,50	64	48,61	85,73	73,28	36,89
Marge de raffinage : marges de craquage 3-2-1³⁾						
Chicago	16,72	120	7,61	20,50	12,93	6,44
Groupe 3	17,55	86	9,42	19,44	15,67	7,92
Numéros d'identification renouvelables (« NIR »)	6,80	258	1,90	8,12	5,49	2,21
Prix du gaz naturel						
AECO ⁴⁾ (\$ CA/kpi ³⁾)	2,89	42	2,03	2,85	2,92	1,91
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³⁾)	2,76	51	1,83	2,83	2,69	1,72
Taux de change						
Taux moyen \$ US/\$ CA	0,802	9	0,733	0,814	0,790	0,722
Taux de clôture \$ US/\$ CA	0,807	10	0,734	0,807	0,795	0,734
Taux moyen yuan/\$ CA	5,190	1	5,156	5,259	5,120	5,118

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 deuxième trimestre, les prix de référence du Brent et du WTI se sont améliorés en raison de la remontée de la demande mondiale de pétrole brut dans le contexte du déploiement d'efforts à l'échelle mondiale pour distribuer 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 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.

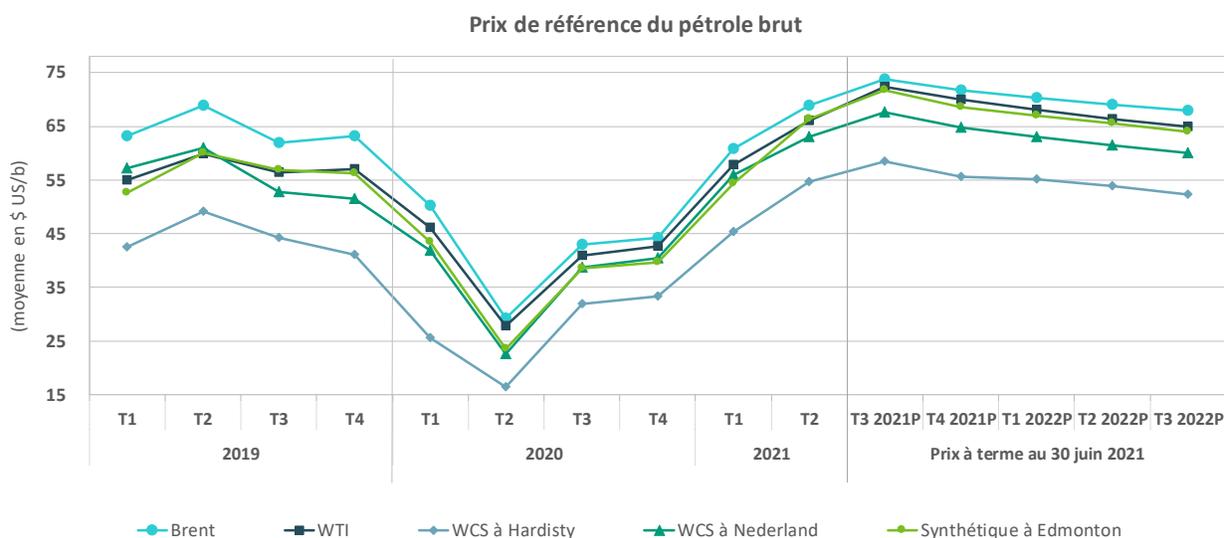
Le WTI est un important prix de référence pour le pétrole brut canadien, car il reflète les prix intérieurs du brut en Amérique du Nord, et l'équivalent en dollars canadiens est utilisé pour calculer les taux de redevance relatifs à nombre de nos biens pétroliers. Au deuxième trimestre, l'écart Brent-WTI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

de 2021 par rapport à celui de 2020, alors que la pandémie de COVID-19 avait détruit la demande de pétrole brut et occasionné des surplus de stocks.

Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. Au deuxième trimestre, l'écart entre le prix du WTI et celui du WCS s'est rétréci légèrement par rapport au premier trimestre et est resté stable par rapport au deuxième trimestre de 2020. L'écart moyen au deuxième trimestre de 2021 s'est rétréci en raison de la baisse des stocks occasionnée par des activités de maintenance planifiées aux mines de sables bitumineux, tandis que le faible écart moyen au deuxième trimestre de 2020 était attribuable à la volatilité causée par la COVID-19.

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 se sont raffermis au deuxième 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 raffinés. Au deuxième trimestre, l'écart entre les prix de référence du WCS à Nederland et du WTI s'est rétréci par rapport à 2020, principalement en raison de la forte demande de cokéfaction et du maintien des réductions de production du pétrole brut moyen et lourd par les 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 supérieurs à ceux du WTI au deuxième trimestre de 2021 en raison de la forte demande de production tirée des sables bitumineux.

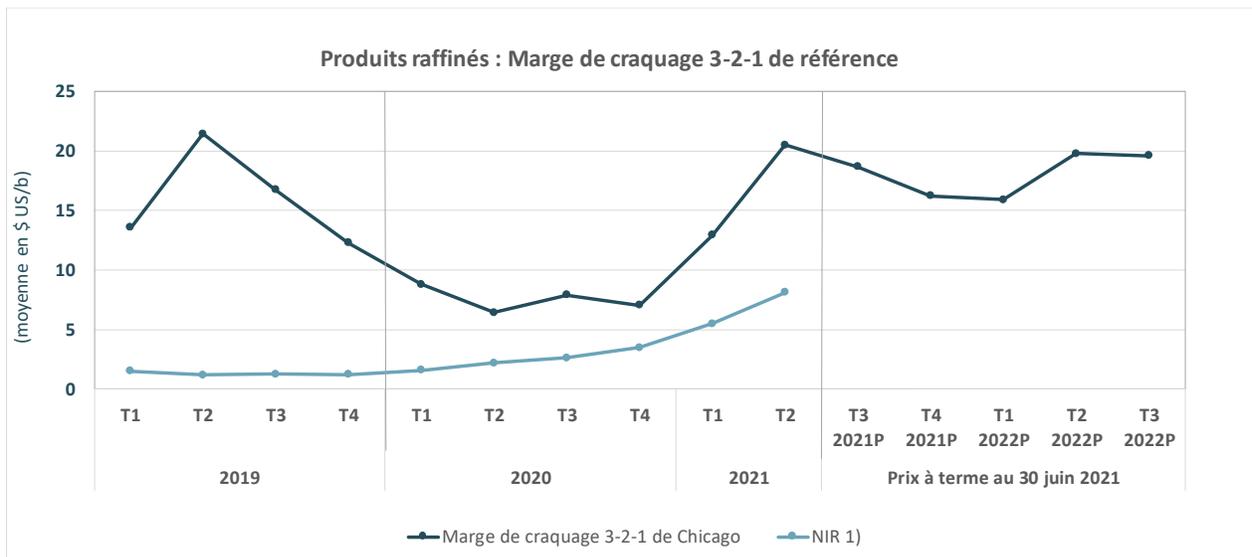
Prix de référence – raffinage

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 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, 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 deuxième trimestre de 2021 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'était pas disponible au 30 juin 2021.

Prix de référence – gaz naturel

Les prix moyens du gaz naturel au NYMEX ont augmenté par rapport aux faibles prix du deuxième trimestre de 2020, la baisse de la production de gaz, la remontée de la demande à l'échelle nationale et les exportations de gaz naturel liquéfié ayant soutenu le marché. Les prix moyens AECO se sont améliorés parallèlement aux prix de référence NYMEX. L'écart entre les prix AECO et NYMEX est demeuré étroit, car la décongestion du bassin a permis un accès à d'abondants stocks de gaz au Canada et une utilisation moindre des pipelines dans le BSOC. 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. L'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain au 30 juin 2021 comparativement au 31 décembre 2020 a donné lieu à des profits de change latents de 280 M\$ à la conversion de notre dette libellée en dollars américains.

Une partie de nos contrats de vente à long terme en Asie-Pacifique sont libellés en yuans. Une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au yuan entraînera une diminution des produits des activités ordinaires en dollars canadiens tirés de la vente de marchandises dérivées du gaz naturel dans la région.

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 deuxième trimestre de 2021, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- réalisé les activités de maintenance et de révision planifiées à Foster Creek et à Sunrise;
- réalisé les activités de maintenance et de révision planifiées à plusieurs des usines thermiques de nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster;
- augmenté la production de nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster par rapport au premier trimestre de 2021;
- inscrit une marge d'exploitation de 1 411 M\$, soit une augmentation de 1 281 M\$ par rapport au deuxième trimestre de 2020 attribuable principalement 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 frais de transport et de fluidification;
- enregistré un prix net opérationnel de 32,43 \$ par bep.

Comparaison du trimestre clos le 30 juin 2021 et du trimestre clos le 30 juin 2020

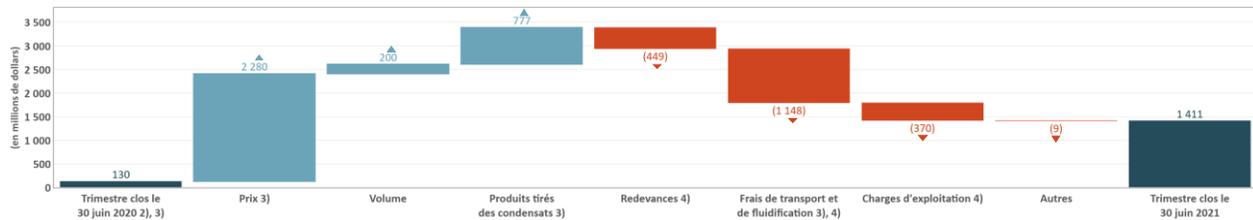
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2021	2020 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	5 015	1 247
Déduire : Redevances	469	20
Produits des activités ordinaires	4 546	1 227
Charges		
Produits achetés	574	166
Transport et fluidification	1 780	632
Activités d'exploitation	592	233
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	189	66
Marge d'exploitation	1 411	130
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ²⁾	374	121
Amortissement et épuisement	627	395
Coûts de prospection	2	4
Quote-part revenant à la société du résultat net des entreprises associées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(5)	—
Résultat sectoriel	413	(390)

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 juin	
	2021	2020
Total – volumes de vente (kbep/j)	544,0	370,1
Total – prix réalisé par unité vendue (\$/bep)	61,19	12,64
Production de pétrole brut (kb/j)		
Foster Creek	156,8	166,0
Christina Lake	230,5	207,2
Sunrise ¹⁾	22,4	—
Production par méthode thermique à Lloydminster	97,7	—
Tucker	21,2	—
Production à froid et récupération assistée à Lloydminster	20,8	—
Total – production quotidienne de pétrole brut	549,4	373,2
Taux de redevance réel (%)	17,7	17,3
Frais de transport et de fluidification unitaires (\$/bep)	7,37	8,56
Charges d'exploitation unitaires (\$/bep)	11,91	7,36

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

Produits des activités ordinaires

Prix

Au deuxième trimestre de 2021, notre prix de vente réalisé s'est établi à 61,19 \$ le bep alors qu'il était de 12,64 \$ le bep au deuxième trimestre de 2020. Cette augmentation s'explique principalement par la hausse des prix de référence du WTI (66,07 \$ US le bep comparativement à 27,85 \$ US le bep au deuxième trimestre de 2020). Malgré la stabilité de l'écart de prix entre le WTI et le WCS d'un exercice à l'autre, nous avons réussi à augmenter notre prix de vente réalisé grâce à l'expédition et à la vente d'un plus grand pourcentage de nos volumes vers les États-Unis.

Pour le deuxième trimestre de 2021, les ventes brutes comprennent un montant de 508 M\$ (182 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 le deuxième trimestre de 2021, les ventes brutes comprennent d'autres montants de 63 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.

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 du 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 le temps que la société assainisse son bilan. 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 deuxième 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 deuxième

trimestre 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. 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 549,4 milliers de barils par jour au deuxième trimestre de 2021, contre 373,2 milliers de barils par jour au deuxième trimestre de 2020.

Les niveaux de production ont augmenté d'un exercice à l'autre surtout sous l'effet de l'ajout de 162,1 milliers de barils par jour provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement. 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. Des activités de maintenance et de révision planifiées à Sunrise réalisées au cours du trimestre ont eu une incidence sur la production. Les taux de production de Tucker sont demeurés stables.

À Foster Creek, la production a diminué de 9,2 milliers de barils par jour d'un exercice à l'autre en raison de révisions et d'interruptions de service planifiées au deuxième trimestre de 2021, contrairement à 2020, alors que l'installation fonctionnait à pleine capacité.

La production de Christina Lake a augmenté de 23,3 milliers de barils par jour d'un exercice à l'autre en raison de la mise en service de puits au deuxième trimestre de 2021 et de notre décision de fonctionner à capacité réduite en avril 2020 en raison de la faiblesse des prix des marchandises.

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 449 M\$ par rapport au deuxième trimestre 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 liée aux actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de fluidification ont augmenté de 1 033 M\$ par rapport à 2020. À Foster Creek et à Christina Lake, les frais de fluidification ont augmenté par suite de la hausse des prix des condensats. Par ailleurs, les résultats du deuxième trimestre de 2020 présentent des frais de fluidification postérieurs à la dépréciation, après la vente de stocks dépréciés au 31 mars 2020. 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 densité du pétrole brut.

Les frais de transport ont augmenté de 115 M\$ pour s'établir à 364 M\$ au deuxième trimestre 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 ayant permis d'obtenir 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 7,37 \$ le bep au deuxième trimestre (8,56 \$ le baril en 2020). Cette diminution est essentiellement attribuable à notre capacité d'optimiser notre capacité pipelinère combinée en Alberta à la suite de l'arrangement, ce qui permet d'expédier et de vendre aux États-Unis la production de pétrole brut de Foster Creek, de Christina Lake et de Sunrise tout en diminuant la dépendance à l'égard du transport ferroviaire et en expédiant des volumes plus élevés par pipelines. 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 l'augmentation des volumes expédiés et vendus aux États-Unis.

Les frais de transport unitaire de Foster Creek ont augmenté de 8 % comparativement à 2020 pour s'établir à 12,25 \$ le baril, puisque nous avons expédié 40 % de nos volumes aux États-Unis (30 % en 2020) afin d'obtenir des prix réalisés plus élevés. Cette augmentation a été partiellement annulée par le fait que moins de 5 % de nos volumes expédiés aux États-Unis ont été expédiés par transport ferroviaire, comparativement à 25 % en 2020, et qu'un plus grand pourcentage des volumes a été expédié par pipeline.

Les frais de transport unitaires de Christina Lake se sont établis à 6,10 \$ le baril (6,19 \$ 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 deuxième trimestre de 2021 ont été les coûts du carburant, de la main-d'œuvre, des produits chimiques, des réparations et de la maintenance et des reconditionnements. 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 des activités de révision planifiées à Foster Creek et à Sunrise en 2021.

(\$/baril)	Trimestres clos les 30 juin		2020
	2021	Variation (%)	
Foster Creek			
Carburant	3,95	57	2,51
Autres coûts	8,23	41	5,82
Total	12,18	46	8,33
Christina Lake			
Carburant	3,06	54	1,99
Autres coûts	4,89	8	4,53
Total	7,95	22	6,52
Autres – Sables bitumineux¹⁾			
Carburant	3,92	—	—
Autres coûts	13,29	—	—
Total	17,21	—	—
Total	11,91	62	7,36

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. Les autres coûts ont augmenté à Christina Lake essentiellement en raison de la hausse du prix 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 deuxième trimestre 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 4,55 \$ le bep pour s'établir à 11,91 \$ le bep au deuxième 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, de l'augmentation des charges d'exploitation unitaires à Foster Creek et à Christina Lake susmentionnées et d'activités de maintenance et d'entretien planifiées à Sunrise au cours du deuxième trimestre de 2021.

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 des ventes brutes moins les redevances, les frais de transport et de fluidification et les charges d'exploitation, divisées 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 lourd, 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 30 juin	
	2021	2020
Prix de vente	61,19	12,64
Redevances ¹⁾	9,48	0,80
Transport et fluidification ^{1), 2)}	7,37	8,56
Charges d'exploitation ¹⁾	11,91	7,36
Prix nets opérationnels	32,43	(4,08)

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.

Notre prix net opérationnel moyen a augmenté au deuxième trimestre de 2021 par rapport à 2020, surtout en raison de la hausse des prix de vente réalisés, ce facteur étant en partie contrebalancé par l'augmentation des redevances et des charges d'exploitation.

Comparaison du semestre clos le 30 juin 2021 et du semestre clos le 30 juin 2020

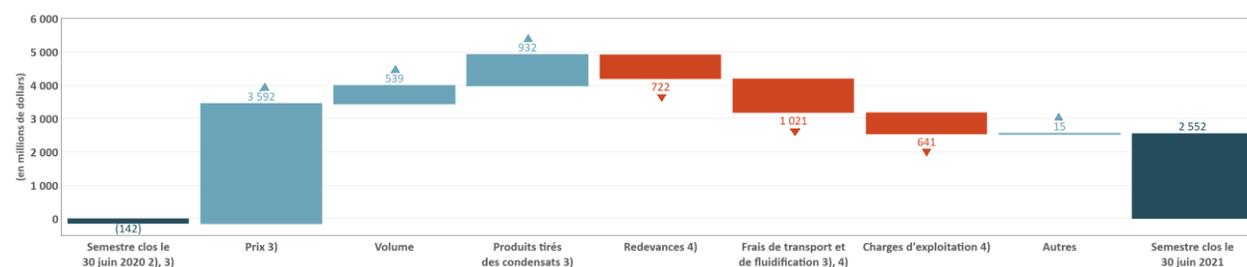
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Semestres clos les 30 juin	
	2021	2020 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	9 790	3 681
Déduire : Redevances	793	71
Produits des activités ordinaires	8 997	3 610
Charges		
Produits achetés	1 292	571
Transport et fluidification	3 558	2 537
Activités d'exploitation	1 177	553
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	418	91
Marge d'exploitation	2 552	(142)
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ²⁾	233	143
Amortissement et épuisement	1 239	806
Coûts de prospection	13	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	1 072	(1 098)

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

	Semestres clos les 30 juin	
	2021	2020
Total – volumes de vente (kbep/j)	554,6	384,0
Total – prix réalisé par unité vendue (\$/bep)	56,71	17,67
Production de pétrole brut (kb/j)		
Foster Creek	159,9	164,9
Christina Lake	226,7	215,2
Sunrise ¹⁾	25,1	—
Production par méthode thermique à Lloydminster	96,9	—
Tucker	22,2	—
Production à froid et récupération assistée à Lloydminster	20,7	—
Total – production quotidienne de pétrole brut	551,5	380,1
Taux de redevance réel (%)	16,2	12,4
Frais de transport et de fluidification unitaires (\$/bep)	7,71	9,73
Charges d'exploitation unitaires (\$/bep)	11,65	7,56

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

Produits des activités ordinaires

Prix

Pour le semestre clos le 30 juin 2021, notre prix de vente réalisé s'est établi à 56,71 \$ le bep alors qu'il était de 17,67 \$ le bep au premier semestre de 2020. Cette augmentation s'explique principalement par la hausse du prix de référence du WTI et par la réduction de l'écart de prix entre le WTI et le WCS.

Pour le premier semestre de 2021, les ventes brutes comprennent un montant de 1 180 M\$ (587 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 le premier semestre de 2021, les ventes brutes comprennent d'autres montants de 133 M\$ (7 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 le semestre clos le 30 juin 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 semestre a donné lieu à la comptabilisation d'un profit découlant de la hausse des prix de référence. Au premier semestre 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 551,5 milliers de barils par jour au premier semestre de 2021, contre 380,1 milliers de barils par jour en 2020. Les niveaux de production ont augmenté surtout sous l'effet de l'ajout de 164,9 milliers de barils par jour provenant des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement. Nos actifs de production par méthode thermique de Lloydminster ont atteint des taux de production records pour une même journée et ont continué de produire des taux élevés jusqu'à la fin du deuxième trimestre. Des activités de maintenance et de révision planifiées réalisées à Sunrise au cours du deuxième trimestre ont eu une incidence sur la production. Les taux de production de Tucker sont demeurés stables.

À Foster Creek, la production a diminué de 5,0 milliers de barils par jour d'un exercice à l'autre en raison de révisions et d'interruptions de service planifiées au deuxième trimestre de 2021, contrairement à 2020, alors que l'installation fonctionnait à pleine capacité.

La production de Christina Lake a augmenté de 11,5 milliers de barils par jour d'un exercice à l'autre en raison de la mise en service de puits au deuxième trimestre de 2021 et de notre décision de fonctionner à capacité réduite en avril 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 de 722 M\$ par rapport à la période correspondante de 2020, principalement par suite de la hausse des produits des activités ordinaires découlant de l'augmentation des prix réalisés ainsi que de l'accroissement de la production liée aux actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de fluidification ont augmenté de 927 M\$ par rapport à 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.

Les frais de transport ont augmenté de 94 M\$ pour s'établir à 774 M\$ au premier semestre de 2021 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 ayant permis d'obtenir 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 7,71 \$ le bep au premier semestre de 2021 (9,73 \$ le bep en 2020). Cette diminution est essentiellement attribuable à l'expédition et la vente aux États-Unis de la production de pétrole brut de Foster Creek, de Christina Lake et de Sunrise d'une façon permettant 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 10 % par rapport à 2020, s'établissant à 11,55 \$ le baril puisque nous avons expédié 25 % (50 % en 2020) de nos volumes aux États-Unis par transport ferroviaire et un pourcentage plus élevé par pipeline.

Les frais de transport unitaires de Christina Lake ont diminué de 12 % par rapport à 2020, s'établissant à 6,36 \$ le baril puisque nous avons expédié moins de 5 % (30 % en 2020) de nos volumes aux États-Unis par transport ferroviaire et un pourcentage plus élevé par pipeline.

Activités d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du premier semestre de 2021 ont été les coûts du carburant, de la main-d'œuvre, des produits chimiques, des réparations et de la maintenance et des reconditionnements. 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)	Semestres clos les 30 juin		
	2021	Variation (%)	2020
Foster Creek			
Carburant	3,77	45	2,60
Autres coûts	7,60	23	6,20
Total	11,37	29	8,80
Christina Lake			
Carburant	3,06	51	2,03
Autres coûts	5,09	12	4,54
Total	8,15	24	6,57
Autres – Sables bitumineux¹⁾			
Carburant	4,16	—	—
Autres coûts	12,36	—	—
Total	16,52	—	—
Total	11,65	54	7,56

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. Les autres coûts ont augmenté à Christina Lake essentiellement en raison de la hausse du prix 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 deuxième trimestre 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 4,09 \$ le bep pour s'établir à 11,65 \$ le bep au premier semestre 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 maintenance et d'entretien 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 le semestre clos le 30 juin 2021, la charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté de 232 M\$ et de 433 M\$, respectivement, par rapport aux périodes correspondantes de 2020 en raison de l'arrangement. Le taux d'épuisement moyen du deuxième trimestre et du premier semestre clos le 30 juin 2021 s'est établi respectivement à 11,55 \$ le bep et à 11,34 \$ le bep (10,45 \$ le bep et 10,43 \$ 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)	Semestres clos les 30 juin	
	2021	2020
Prix de vente	56,71	17,67
Redevances ¹⁾	7,90	1,01
Transport et fluidification ^{1), 2)}	7,71	9,73
Charges d'exploitation ¹⁾	11,65	7,56
Prix nets opérationnels	29,45	(0,63)

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.

Notre prix net opérationnel moyen a augmenté au premier semestre de 2021 par rapport à la période correspondante de 2020, surtout en raison de la hausse des prix de vente réalisés et de la baisse des coûts de transport attribuable à la diminution des volumes de brut acheminés par transport ferroviaire, ces facteurs étant contrebalancé en partie par l'augmentation des redevances et des charges d'exploitation.

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 deuxième trimestre de 2021, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- inscrit une marge d'exploitation de 142 M\$, soit une augmentation de 110 M\$ par rapport au deuxième 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;
- vendu notre participation conservée sous forme de redevances dérogatoires brutes dans Marten Hills pour un produit brut en trésorerie d'environ 102 M\$;
- réalisé de nombreuses activités de révision, notamment des activités de maintenance sur le terrain nécessitant l'interruption sécuritaire et le redémarrage de la production;
- enregistré un prix net opérationnel de 10,00 \$ le bep.

Nous avons conclu deux conventions définitives distinctes, en juin et en juillet, visant la vente d'actifs de notre secteur Hydrocarbures classiques situés dans les régions d'East Clearwater et de Kaybob pour un produit brut combiné d'environ 110 M\$. La transaction visant les actifs de Kaybob s'est clôturée en juillet, et la clôture de la transaction visant les actifs d'East Clearwater est prévue pour le troisième trimestre de 2021.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	2020 ¹⁾	2021	2020 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	626	182	1 402	404
Déduire : Redevances	39	1	63	4
Produits des activités ordinaires	587	181	1 339	400
Charges				
Produits achetés	287	47	668	108
Transport et fluidification ²⁾	19	19	37	42
Activités d'exploitation	140	83	282	167
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(1)	—	—	—
Marge d'exploitation	142	32	352	83
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ³⁾	2	—	1	—
Amortissement et épuisement	102	80	210	488
Coûts de prospection	1	—	(3)	—
Résultat sectoriel	37	(48)	144	(405)

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 le semestre clos le 30 juin 2021, les produits des activités ordinaires comprennent des ventes brutes de 287 M\$ et de 668 M\$, respectivement, (49 M\$ et 110 M\$, respectivement, en 2020) tirées 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 le semestre clos le 30 juin 2021, les produits des activités ordinaires comprennent d'autres montants de 19 M\$ et de 43 M\$, respectivement (12 M\$ et 23 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 construction, de transport et de fluidification pour le compte de tiers.

Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	30 juin		30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Total – volumes de vente (kbep/j)	141,3	92,0	138,6	93,8
Pétrole brut (kb/j)	9,2	6,3	8,9	7,5
LGN (kb/j)	29,0	20,3	28,6	20,7
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	618,4	392,2	606,5	393,5
Production de gaz naturel (% par rapport au total)	73	71	73	70
Production de pétrole brut et de LGN (% par rapport au total)	27	29	27	30
Total – prix réalisé par unité vendue (\$/bep)	24,90	14,48	27,54	15,88
Pétrole brut (\$/b)	67,91	23,78	64,86	33,47
LGN (\$/b)	35,48	18,75	36,73	19,77
Gaz naturel (\$/kpi ³)	3,02	2,04	3,61	2,11
Taux de redevance réel (%)	12,7	0,9	9,5	1,8
Frais de transport unitaires (\$/bep)	1,51	2,38	1,49	2,46
Charges d'exploitation unitaires (\$/bep)	10,41	9,05	10,65	9,03

Produits des activités ordinaires

Prix

Notre prix de vente réalisé total s'est établi à 24,90 \$ par bep et à 27,54 \$ par bep, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021 (14,48 \$ par bep et 15,88 \$ par bep, respectivement, en 2020), 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 premier semestre de 2021 en raison principalement des 51,7 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 12 nouveaux puits au cours du semestre. Cette augmentation a été en partie annulée 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 et le semestre clos le 30 juin 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 38 M\$ et de 59 M\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 1,51 \$ par bep et 1,49 \$ par bep, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021 (2,38 \$ par bep et 2,46 \$ par bep, respectivement, en 2020). Cette diminution est attribuable à une baisse des taux contractuels et une hausse des volumes de vente par rapport au premier semestre de 2020.

Les frais de transport ont diminué de néant \$ et de 5 M\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021, par rapport aux périodes correspondantes de 2020. Cette diminution s'explique surtout par une baisse des taux contractuels, en partie contrebalancée par la hausse des volumes de vente.

Activités d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 57 M\$ et de 115 M\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021, surtout sous l'effet des actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

Les charges d'exploitation ont augmenté de 1,36 \$ par bep et de 1,62 \$ par bep, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 le semestre clos le 30 juin 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 attribue 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 le semestre clos le 30 juin 2021 s'est établi respectivement à 7,93 \$ le bep et à 8,28 \$ le bep (9,50\$ le bep et 10,20 \$ le bep, respectivement, en 2020).

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques s'est établie respectivement 102 M\$ et à 210 M\$ (80 M\$ et 488 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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Prix de vente	24,90	14,48	27,54	15,88
Redevances	2,98	0,12	2,50	0,24
Transport et fluidification	1,51	2,38	1,49	2,46
Charges d'exploitation	10,41	9,05	10,65	9,03
Prix nets opérationnels	10,00	2,93	12,90	4,15

Notre prix net opérationnel moyen a augmenté au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2021 par rapport aux périodes correspondantes de 2020, surtout en raison de la hausse des prix de vente réalisés et de la diminution des frais de transport et de fluidification, en partie contrebalancées par l'augmentation des redevances et des charges d'exploitation.

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 deuxième trimestre de 2021, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- réalisé une marge d'exploitation de 340 M\$;
- inscrit un prix net opérationnel de 57,06 \$ le bep.

Résultats consolidés

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2021	Semestre clos le 30 juin 2021
Chiffre d'affaires brut	427	858
Déduire : Redevances	25	50
Produits des activités ordinaires	402	808
Charges		
Transport et fluidification	3	7
Activités d'exploitation	59	117
Marge d'exploitation	340	684
Amortissement et épuisement	117	242
Coûts de prospection	1	—
Quote-part revenant à la société du résultat net des entreprises associées comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(12)	(24)
Résultat sectoriel	234	466

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 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 du semestre clos le 30 juin 2021 s'est établi, respectivement, à 25,14 \$ par bep et à 25,57 \$ 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 juin 2021			Total
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Atlantique	
Prix de vente	69,04	61,79	86,07	71,70
Redevances	3,71	5,81	6,56	4,56
Transport et fluidification	—	—	2,10	0,44
Charges d'exploitation	4,96	8,87	25,24	9,64
Prix nets opérationnels	60,37	47,11	52,17	57,06
Total – volumes de vente (kbep/j)	49,0	8,8	15,2	73,0

(\$/bep)	Semestre clos le 30 juin 2021			Total
	Chine	Indonésie ¹⁾	Région de l'Atlantique	
Prix de vente	69,25	61,22	83,75	71,20
Redevances	3,71	7,07	6,13	4,61
Transport et fluidification	—	—	2,46	0,50
Charges d'exploitation	4,83	8,17	25,89	9,50
Prix nets opérationnels	60,71	45,98	49,27	56,59
Total – volumes de vente (kbep/j)	50,2	9,1	15,1	74,4

1) Les volumes de ventes 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 prévoyons de forer un puits de prospection au bloc 15/33, dans la mer de Chine méridionale, avant la fin de l'exercice. 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 une fois obtenu l'accord d'un partenaire pour ce qui est de l'emplacement et de la date d'exécution.

Nous détenons également un contrôle conjoint 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, y compris dans la zone de licence visée par le contrat de partage de la production du détroit de Madura. Cette zone de licence 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.

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 juin 2021	Semestre clos le 30 juin 2021
Chiffre d'affaires brut	308	629
Déduire : Redevances	16	33
Produits des activités ordinaires	292	596
Charges		
Activités d'exploitation	24	46
Marge d'exploitation	268	550

Résultats d'exploitation

	Trimestre clos le 30 juin 2021	Semestre clos le 30 juin 2021
Total – volumes de vente^{1), 2), 3)} (kbep/j)	57,8	59,3
LGN ^{1), 2), 3)} (kb/j)	12,1	12,5
Gaz naturel ^{1), 2), 3)} (Mpi ³ /j)	274,1	280,7
Total – prix réalisé par unité vendue³⁾ (\$/bep)	67,93	68,01
LGN ³⁾ (\$/b)	72,55	71,07
Gaz naturel ³⁾ (\$/kpi ³)	11,12	11,20
Taux de redevance réel³⁾ (%)	5,9	6,2
Charges d'exploitation unitaires³⁾ (\$/bep)	5,56	5,35

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 ventes 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. Nous avons produit 57,8 milliers de bep par jour au trimestre clos le 30 juin 2021 et 59,3 milliers de bep par jour au semestre clos le 30 juin 2021. Au deuxième trimestre, la production a légèrement diminué par rapport au premier trimestre en raison d'activités de maintenance planifiées en Chine et en Indonésie.

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 du semestre clos le 30 juin 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 du premier semestre 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 deuxième trimestre, l'exploitant et nos partenaires ont conclu une entente de principe dans le but de restructurer la propriété du projet et de fournir un financement à court terme pour la poursuite du 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. Une décision relativement au projet de prolongement de la durée d'utilité de l'actif est attendue au deuxième semestre de 2021.

En 2021, le projet West White Rose est toujours reporté, tandis que nous continuons d'évaluer nos options avec nos partenaires.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2021	Semestre clos le 30 juin 2021
Chiffre d'affaires brut	119	229
Déduire : Redevances	9	17
Produits des activités ordinaires	110	212
Charges		
Transport	3	7
Activités d'exploitation	35	71
Marge d'exploitation	72	134

Résultats d'exploitation

	Trimestre clos le 30 juin 2021	Semestre clos le 30 juin 2021
Total – volumes de vente		
Pétrole léger (kb/j)	15,2	15,1
Total – prix réalisé par unité vendue (\$/b)		
Pétrole léger (\$/b)	86,07	83,75
Production quotidienne totale		
Pétrole léger (b/j)	15,2	16,1
Taux de redevance réel (%)	7,6	7,3
Charges d'exploitation unitaires (\$/b)	25,24	25,89

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. Nous avons produit 15,2 milliers de barils par jour et 16,1 milliers de barils par jour, respectivement, durant le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021.

La production de pétrole léger provenant du champ White Rose est déchargée du navire de production, de stockage et de déchargement SeaRose (le « 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 15,2 milliers de bep par jour et 15,1 milliers de bep par jour, respectivement, durant le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 les ventes brutes du champ White Rose et de 5,0 % sur les ventes brutes des extensions satellites.

Charges

Activités d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du trimestre et du semestre clos le 30 juin 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.

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 deuxième trimestre de 2021, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- atteint un taux d'utilisation combiné moyen du brut de 94 % à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster;
- inscrit une marge d'exploitation de 189 M\$, soit une augmentation de 183 M\$ par rapport à 2020 attribuable aux actifs acquis dans le cadre de l'arrangement ainsi qu'au règlement d'un contrat d'achat ferme ayant généré des produits des activités ordinaires de 55 M\$ liés aux activités du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	2020	2021	2020
Produits des activités ordinaires	1 088	16	1 894	43
Produits achetés	807	—	1 438	—
Marge brute	281	16	456	43
Charges				
Activités d'exploitation	92	10	185	21
Marge d'exploitation	189	6	271	22
Amortissement et épuisement	43	2	86	4
Résultat sectoriel	146	4	185	18

Résultats d'exploitation

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	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)	103,5	—	104,8	—
Usine de valorisation de Lloydminster (kb/j)	76,1	—	77,2	—
Raffinerie de Lloydminster (kb/j)	27,4	—	27,6	—
Taux d'utilisation du pétrole brut (%) ¹⁾	94	—	95	—
Production de produits raffinés (kb/j)	105	—	106	—
Écart lié à la mise en valeur ²⁾	16,53	—	15,22	—
Marge d'affinage (\$/b) ¹⁾	29,78	—	24,05	—
Charges d'exploitation (\$/b) ¹⁾	9,89	—	9,79	—
Activités de transport ferroviaire de pétrole brut				
Volumes de chargement ³⁾ (kb/j)	3,1	5,7	12,3	50,9
Production d'éthanol (milliers de litres/j)	649,0	—	523,5	—

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) 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 de l'asphalte 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 trimestre en raison du début de la période d'asphaltage.

Au deuxième trimestre, la marge brute de l'usine de valorisation de Lloydminster a légèrement diminué par rapport au premier trimestre en raison d'une baisse de la production, compensée en partie par une hausse de l'écart lié à la mise en valeur.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021, les produits des activités ordinaires comprennent un montant d'environ 55 M\$ lié au règlement 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 du semestre clos le 30 juin 2021 ont été les coûts de la main-d'œuvre, des réparations et de la maintenance et de l'énergie. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021, les charges d'exploitation unitaires se sont chiffrées respectivement à 9,89 \$ et 9,79 \$ 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 le semestre clos le 30 juin 2021, la charge d'amortissement et d'épuisement liée à la fabrication au Canada s'est établie respectivement à 43 M\$ et à 86 M\$ (respectivement à 2 M\$ et à 4 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 chaque raffinerie.

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 deuxième trimestre de 2021, nous avons :

- assuré le déroulement sûr et fiable de notre exploitation;
- augmenté la production en réponse à la remontée de la demande mondiale, pour une utilisation moyenne du pétrole brut de 87 %;
- subi les répercussions d'interruptions de service temporaires planifiées et non planifiées aux raffineries de Wood River, de Borger et de Lima, ce qui a eu un effet négatif sur la production;
- terminé les activités de révision et de maintenance planifiées aux raffineries de Wood River et de Borger.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2021	2020 ¹⁾	2021	2020 ¹⁾
Produits des activités ordinaires	4 729	841	8 166	2 396
Produits achetés	4 229	549	7 149	2 280
Marge brute	500	292	1 017	116
Charges				
Activités d'exploitation	394	176	799	385
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	10	(7)	31	(8)
Marge d'exploitation	96	123	187	(261)
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ²⁾	23	2	33	2
Amortissement et épuisement	103	71	217	148
Résultat sectoriel	(30)	50	(63)	(411)

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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	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)	435,5	162,3	399,4	191,7
Raffineries de Wood River et de Borger ¹⁾	208,9	162,3	189,6	191,7
Raffinerie de Lima	160,9	—	142,9	—
Raffinerie de Toledo ¹⁾	65,7	—	66,9	—
Production par produit (kb/j)				
Pétrole brut lourd	136,7	55,8	127,5	77,1
Pétrole léger et moyen	298,8	106,5	271,9	114,6
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	87	66	79	78
Marge de raffinage²⁾ (\$/b)	12,59	19,77	14,06	3,33
Charges d'exploitation²⁾ (\$/b)	9,96	11,91	11,06	11,04

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 au deuxième trimestre en raison d'interruptions planifiées et non planifiées.

Aux raffineries de Wood River et de Borger, la production a également été touchée par les activités de maintenance et de révision planifiées qui ont débuté au premier trimestre. Les activités de révision à Borger se sont terminées au début d'avril, tandis qu'à Wood River, elles se sont terminées à la mi-mai. La production des raffineries de Wood River et de Borger a également subi, de façon temporaire, l'incidence d'interruptions non planifiées au deuxième trimestre. Par ailleurs, la raffinerie de Wood River a appliqué des réductions du taux de production économique du brut conformément à la demande sur le marché.

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.

À la raffinerie de Toledo, la production a été optimisée conformément à la demande du marché au premier semestre 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'alimentations. Ces derniers sont établis selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.

Au deuxième trimestre de 2021, la marge brute a augmenté de 208 M\$ par rapport au deuxième trimestre de 2020, principalement en raison de l'augmentation de la production, des marges de craquage et de l'avantage sur le pétrole brut. Cette hausse a été annulée en partie par une réduction de valeur hors trésorerie des stocks de 243 M\$ le 31 mars 2020, ce qui a donné lieu à une baisse de la charge liée aux produits achetés au deuxième trimestre de 2020. La hausse a également été compensée 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 premier semestre de 2021, la marge brute a augmenté de 901 M\$ 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 le semestre clos le 30 juin 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 le semestre clos le 30 juin 2021, le coût des NIR s'est établi respectivement à 305 M\$ et à 485 M\$ (37 M\$ et 69 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 8,12 \$ US et à 6,80 \$ US le baril, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021 (respectivement 2,21 \$ US et 1,90 \$ US le baril en 2020). Les prix des NIR ont été volatils au premier semestre, 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 du semestre clos le 30 juin 2021 ont été les coûts des réparations et de la maintenance, de la main-d'œuvre et des services publics. Au deuxième trimestre de 2021, les charges d'exploitation ont augmenté de 218 M\$ par rapport à celles du deuxième trimestre de 2020. Cette augmentation est attribuable aux actifs acquis dans le cadre de l'arrangement et aux activités de révision à la raffinerie de Wood River. Au deuxième trimestre de 2021, les charges d'exploitation unitaires ont diminué de 1,95 \$ par baril, s'établissant à 9,96 \$ par baril en raison surtout de l'augmentation de la production de brut aux raffineries de Wood River et de Borger, annulée en partie par les activités de révision réalisées à la raffinerie de Wood River.

Au premier semestre de 2021, les charges d'exploitation ont augmenté de 414 M\$ par rapport à celles du premier semestre de 2020. Cette augmentation est attribuable aux actifs acquis dans le cadre de l'arrangement et aux activités de révision aux raffineries de Wood River et de Borger ainsi qu'à 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.

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 217 M\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021 (71 M\$ et 148 M\$, respectivement, en 2020). Cette hausse est attribuable à 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 le semestre clos le 30 juin 2021, notre réseau de vente commerciale et au détail comptait respectivement en moyenne 535 et 538 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 juin 2021	Semestre clos le 30 juin 2021
Chiffre d'affaires brut	501	948
Produits achetés	466	883
Marge brute	35	65
Charges		
Activités d'exploitation	29	48
Marge d'exploitation	6	17
Amortissement et épuisement	13	25
Résultat sectoriel	(7)	(8)

Sommaire des résultats d'exploitation

	Trimestre clos le 30 juin 2021	Semestre clos le 30 juin 2021
Volume de vente de carburant, y compris en gros		
Ventes de carburant (millions de litres/j)	6,7	6,6
Ventes de carburant par point de vente (milliers de litres/j)	12,5	12,3

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 du semestre clos le 30 juin 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 épuisement

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 le semestre clos le 30 juin 2021, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Vente s'est établie respectivement à 13 M\$ et à 25 M\$ par suite de l'acquisition d'actifs de vente au détail dans le cadre de l'arrangement.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Pour le semestre clos le 30 juin 2021, les activités au titre de la gestion des risques ont donné lieu à des pertes réalisées liées à la gestion des risques de 92 M\$ (5 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		Semestres clos les	
	30 juin 2021	2020	30 juin 2021	2020
Frais généraux et frais d'administration ¹⁾	170	96	333	73
Charges financières	232	139	476	246
Produit d'intérêts	(3)	(1)	(7)	(2)
Coûts d'intégration	34	—	257	—
(Profit) perte de change, montant net	(172)	(310)	(289)	327
Réévaluation du paiement éventuel	249	64	436	(66)
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(60)	—	(72)	1
Autres (produits) charges, montant net ²⁾	(29)	(32)	(101)	(38)
	421	(44)	1 033	541

1) La provision au titre de contrats déficitaires de 1 M\$ et 3 M\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, a été reclassée dans les frais généraux et frais d'administration.

2) Des frais de recherche de 2 M\$ et 5 M\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 le semestre clos le 30 juin 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 semestre clos le 30 juin 2021, les primes d'intéressement à long terme ont augmenté par rapport à la période correspondante de 2020 en raison de la hausse du cours des actions en cumul depuis le début de l'exercice par rapport au cours des actions en cumul depuis le début de l'exercice en 2020.

Charges financières

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021, les charges financières ont augmenté de 93 M\$ et de 230 M\$, respectivement, surtout en raison de la charge d'intérêts sur les emprunts à court terme et de la dette à long terme reprise dans le cadre de l'arrangement. Par ailleurs, une augmentation de la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement et de la charge d'intérêts liée aux obligations locatives a été occasionnée par les passifs repris dans le cadre de l'arrangement. Cette augmentation au premier semestre de 2021 est également attribuable à un escompte net au remboursement de la dette à long terme qui avait été comptabilisé au premier trimestre de 2020.

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

Coûts d'intégration

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021, nous avons engagé des coûts de 34 M\$ et de 257 M\$, respectivement, par suite de l'arrangement, compte non tenu des dépenses d'investissement. Les coûts d'intégration comprenaient des indemnités de départ de 155 M\$, des coûts de transaction de 65 M\$ et d'autres coûts liés à l'intégration de 37 M\$ pour le premier semestre de 2021.

Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	2020	2021	2020
(Profit) perte de change latent	(192)	(288)	(331)	369
(Profit) perte de change réalisé	20	(22)	42	(42)
	<u>(172)</u>	<u>(310)</u>	<u>(289)</u>	<u>327</u>

Au deuxième trimestre de 2021 et en cumul depuis le début de l'exercice, des profits de change latents de 192 M\$ et de 331 M\$, respectivement, ont été comptabilisés principalement par suite de la conversion de la dette libellée en dollars américains.

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 Conoco ») 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 376 M\$ au 30 juin 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 le semestre clos le 30 juin 2021, des pertes au titre de la réévaluation hors trésorerie de 249 M\$ et de 436 M\$, respectivement, ont été comptabilisées. Au 30 juin 2021, une somme de 90 M\$ était exigible aux termes de l'entente, dont une tranche sera comptabilisée au troisième trimestre à titre d'entrée de trésorerie liée aux activités d'exploitation en réduction des

fonds provenant de l'exploitation ajustés au moment du paiement. Tous les paiements subséquents seront comptabilisés à titre d'entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation et compris dans les fonds provenant de l'exploitation ajustés.

Le prix à terme moyen du WCS pour la durée résiduelle du paiement éventuel est de 69,35 \$ le baril. Le prix à terme trimestriel estimatif du WCS pour la durée résiduelle de l'entente est de l'ordre d'environ 66,94 \$ le baril à 72,08 \$ le baril.

Autres (produits) charges, montant net

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021, les autres profits (pertes) ont diminué de 3 M\$ et augmenté de 63 M\$, respectivement. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021, le produit d'assurance lié à l'interruption des activités de la raffinerie Superior était de néant \$ et de 45 M\$, respectivement. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021, le profit lié à la réévaluation des bons de souscription de Headwater Exploration Inc. était de 6 M\$ et de 25 M\$, respectivement.

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 31 M\$ et à 62 M\$, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021 (32 M\$ et 77 M\$, respectivement, en 2020). La diminution de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement pour le semestre clos le 30 juin 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		Semestres clos les	
	2021	2020	2021	2020
Charge d'impôt exigible				
Canada	2	(2)	14	(2)
États-Unis	—	1	—	1
Région de l'Asie-Pacifique	47	—	81	—
Autres pays	—	—	1	—
Charge (produit) d'impôt exigible	49	(1)	96	(1)
Charge (produit) d'impôt différé	63	(131)	90	(479)
Total de la charge (du produit) d'impôt	112	(132)	186	(480)

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 le semestre clos le 30 juin 2021, la société a comptabilisé une charge d'impôt exigible se rapportant principalement aux activités menées en Chine, dans la région de l'Asie-Pacifique, ainsi qu'aux activités de Cenovus au Canada assujetties à l'impôt provincial. 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 deuxième 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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation	1 369	(834)	1 597	(709)
Activités d'investissement	(424)	(206)	(220)	(527)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	945	(1 040)	1 377	(1 236)
Activités de financement	(717)	1 041	(678)	1 223
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en devises	(46)	(9)	(22)	(21)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	182	(8)	677	(34)
			30 juin 2021	31 décembre 2020
Trésorerie et équivalents de trésorerie			1 055	378
Dettes¹⁾			13 445	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 6 642 M\$.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour le trimestre clos le 30 juin 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 ayant été en partie contrée par la hausse des charges financières et des frais généraux et frais d'administration, dont une analyse est présentée à la rubrique « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion.

Pour le semestre clos le 30 juin 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 ayant été en partie contrée par les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement ainsi que par la hausse des coûts d'intégration et des charges financières, 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 conditionnel, notre fonds de roulement s'élevait à 1 685 M\$ au 30 juin 2021, comparativement à 653 M\$ au 31 décembre 2020. L'augmentation du fonds de roulement s'explique avant tout par le relèvement des stocks et des comptes débiteurs et produits à recevoir, ce facteur étant annulé en partie par la hausse des comptes créditeurs et charges à payer. Ces augmentations sont attribuables à l'amélioration du contexte actuel des prix des marchandises, à l'augmentation des prix du pétrole brut et de la charge d'alimentation en pétrole, et à l'arrangement, dont une analyse est présentée à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion.

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 pour le trimestre clos le 30 juin 2021 par rapport à 2020 en raison surtout de l'augmentation des dépenses d'investissement, en partie annulée par les le produit de la sortie d'actifs.

Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont diminué pour le semestre clos le 30 juin 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 attribuable 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 deuxième trimestre, nous avons remboursé un montant de 196 M\$ sur nos emprunts à court terme et un montant de 400 M\$ sur nos emprunts à long terme renouvelables.

Au cours du premier semestre de 2021, nous avons remboursé un montant de 89 M\$ sur nos emprunts à court terme et un montant de 350 M\$ sur nos emprunts à long terme renouvelables. Au premier semestre de 2020, nous avons racheté une tranche de 100 M\$ US de billets non garantis, pour un montant en trésorerie de 81 M\$ US.

Dettes totales

La dette totale, y compris les emprunts à court terme, s'établissait à 13 445 M\$ au 30 juin 2021 (7 562 M\$ 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 6 642 M\$. Le montant en capital de la dette reprise, soit 5 709 M\$, est remboursable aux prêteurs entre 2022 et 2037. Nous avons réduit notre dette totale de 759 M\$ depuis la clôture de l'arrangement.

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

Dividendes sur les actions ordinaires

Au deuxième trimestre de 2021, les dividendes que nous avons versés se sont chiffrés à 36 M\$, soit 0,0175 \$ par action ordinaire (néant \$ en 2020).

Au premier semestre de 2021, les dividendes que nous avons versés se sont chiffrés à 71 M\$, soit 0,0350 \$ 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 le semestre clos le 30 juin 2021, des dividendes totalisant 8 M\$ et 17 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 juin 2021 :

(en millions de dollars)	Échéance	Montant disponible
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Sans objet	1 055
Facilités de crédit engagées		
Facilité de crédit renouvelable de 2,0 G\$	Juin 2022	2 000
Facilité de crédit renouvelable de 1,2 G\$ – tranche B	Novembre 2022	1 200
Facilité de crédit renouvelable de 3,3 G\$ – tranche A	Novembre 2023	3 300
Facilité de crédit renouvelable de 2,0 G\$	Mars 2024	2 000
Facilités remboursables à vue non engagées		
Cenovus Energy Inc.	Sans objet	2 003
WRB Refining LP (quote-part revenant à Cenovus)	Sans objet	121
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. Nous entendons bien conserver les notes de crédit d'excellente qualité que nous ont accordées S&P Global Ratings, Moody's Investor Services et DBRS Limited et obtenir le rétablissement d'une notation de crédit de qualité élevée auprès de 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 nos facilités de crédit engagées, 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

Nous disposons de facilités de crédit engagées totalisant 8,5 G\$. Au 30 juin 2021, aucun montant n'avait été prélevé sur les facilités de crédit engagées (néant au 31 décembre 2020).

Facilités remboursables à vue non engagées

Nous disposons de facilités remboursables à vue non engagées de 2,5 G\$, dont une tranche de 1,5 G\$ peut être prélevée à des fins générales, la totalité du montant pouvant servir à l'émission de lettres de crédit. Au 30 juin 2021, aucun prélèvement n'avait été effectué (néant au 31 décembre 2020) sur ces facilités de crédit, et des lettres de crédit totalisant 532 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 juin 2021, WRB Refining LP avait effectué un prélèvement de 105 M\$ US sur ces facilités, notre quote-part s'établissant à 53 M\$ US (65 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 juin 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 1 250 M\$ 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.

Prospectus préalable de base

Nous avons déposé un prospectus préalable de base qui nous permet d'émettre à l'occasion, au Canada, aux États-Unis ou ailleurs, là où la loi l'autorise, des titres d'emprunt, des actions ordinaires, des actions privilégiées, des reçus de souscription, des bons de souscription, des contrats d'achat d'actions et des unités, 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 octobre 2021. Au 30 juin 2021, des émissions de 3,7 G\$ US peuvent encore être effectuées aux termes du prospectus préalable de base.

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 conditionnel, 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 juin 2021	31 décembre 2020
Ratio dette nette/capitaux permanents ¹⁾ (%)	34	30
Ratio dette nette/BAIIA ajusté (fois)	2,8x	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 et sensiblement inférieur à long terme. 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 prise en charge dans le cadre de l'arrangement. Au cours du trimestre clos le 30 juin 2021, nous avons réduit notre ratio dette nette/capitaux permanents de 2 %, le ramenant à 34 %, grâce à la diminution de notre dette.

Au 30 juin 2021, notre ratio dette nette/BALIA ajusté s'établissait à 2,8x. Ce ratio a diminué par rapport au quatrième trimestre de 2020 en raison de la marge d'exploitation supérieure au deuxième trimestre 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 nos facilités de crédit engagées, 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. 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 juin 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 :

Au 22 juillet 2021	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
Actions ordinaires ¹⁾	2 017 612	s. o.
Bons de souscription d'actions ordinaires	65 244	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⁾	40 667	26 514
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	14 978	1 541

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 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	1 817	(469)	2 958	(623)
Total des dépenses d'investissement	534	147	1 081	451
Fonds provenant de l'exploitation disponibles ¹⁾	1 283	(616)	1 877	(1 074)
Dividendes en numéraire	44	—	88	77
	<u>1 239</u>	<u>(616)</u>	<u>1 789</u>	<u>(1 151)</u>

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 de consacrer nos fonds provenant de l'exploitation disponibles à la réduction de la dette. 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 juin 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 juin 2021, le total des engagements s'élevait à 33,0 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.

Au 30 juin 2021, aucun montant n'était inclus dans les engagements liés au transport et au stockage relativement à l'oléoduc Keystone XL à la suite de l'annulation de notre convention de services de transport dans le cadre du projet (7,0 G\$ au 31 décembre 2020).

Nos engagements auprès de HMLP au 30 juin 2021 comprennent un montant de 2,8 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 juin 2021, les lettres de crédit en cours émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats totalisaient 532 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 conditionnel

Dans le cadre de l'acquisition de Conoco 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 juin 2021, la juste valeur estimative du paiement conditionnel s'établissait à 376 M\$. Au 30 juin 2021, un montant de 90 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 le semestre clos le 30 juin 2021, nous avons imputé à HMLP 32 M\$ et 64 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 le semestre clos le 30 juin 2021, nous avons engagé des coûts de 73 M\$ et de 145 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.

Débiteur aux termes des billets en cours de Husky

En date du 31 mars 2021, Cenovus Energy Inc. a fusionné avec Husky Energy Inc., sa filiale entièrement détenue, en vertu des dispositions de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. Par suite de la fusion, Cenovus Energy Inc. est devenue le débiteur direct aux termes des billets en cours de Husky, notamment les billets à 3,95 % d'un montant de 500 M\$ US échéant en 2022, les billets à 4,00 % d'un montant de 750 M\$ US échéant en 2024, les billets à 3,55 % d'un montant de 750 M\$ US échéant en 2025, les billets à 3,60 % d'un montant de 750 M\$ US échéant en 2027, les billets à 3,50 % d'un montant de 1 250 M\$ US échéant en 2028, les billets à 4,40 % d'un montant de 750 M\$ US échéant en 2029, les billets à 6,80 % d'un montant de 387 M\$ US échéant en 2037 et d'autres obligations directes de Husky. Voir la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risques – Autres risques – Risques liés à l'arrangement – Accroissement de l'endettement » dans notre rapport de gestion annuel de 2020.

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 le temps que la société assainisse son bilan.

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 le semestre clos le 30 juin 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 le semestre clos le 30 juin 2021, des pertes latentes ont été constatées au titre des instruments financiers liés au pétrole brut principalement en raison de la hausse des prix de référence futurs 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 du semestre clos le 30 juin 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 (« CIIF ») et des contrôles et procédures de communication de l'information (les « CPCI ») au 30 juin 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 juin 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 tout au long de l'exercice, à mesure que les processus et les systèmes seront harmonisés.

Les actifs attribuables à Husky au 30 juin 2021 représentaient environ 35 % du total de l'actif de Cenovus, et les produits des activités ordinaires attribuables à Husky pour la période du 1^{er} avril au 30 juin 2021 représentaient environ 45 % du total des produits ordinaires de Cenovus pour le trimestre clos le 30 juin 2021. Les produits des activités ordinaires attribuables à Husky pour la période du 1^{er} janvier au 30 juin 2021 représentaient environ 50 % du total des produits ordinaires de Cenovus pour le semestre clos le 30 juin 2021.

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 pris une orientation positive depuis 2020, mais nous croyons que l'incertitude persistera pour le reste de 2021. La vaccination à l'échelle mondiale contre la COVID-19 s'accélère et la reprise économique est stable. 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. La poursuite de la distribution réussie des vaccins contre la COVID-19 et l'assouplissement des restrictions appuieront la demande. La politique de l'OPEP+ continue d'appuyer l'équilibre du marché, et le groupe a indiqué que l'offre reprendra graduellement au cours de l'exercice à mesure que la demande s'améliorera. Les politiques gouvernementales et les mesures de relance stimulent les attentes à l'égard de la reprise économique mondiale et de l'amélioration de la consommation d'énergie. On observe des signes d'optimisme quant à la saison de conduite estivale et à l'augmentation de la demande de produits raffinés pendant le deuxième semestre de 2021.

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 en amont se chiffre entre 500,0 et 550,0 milliers de b/j.

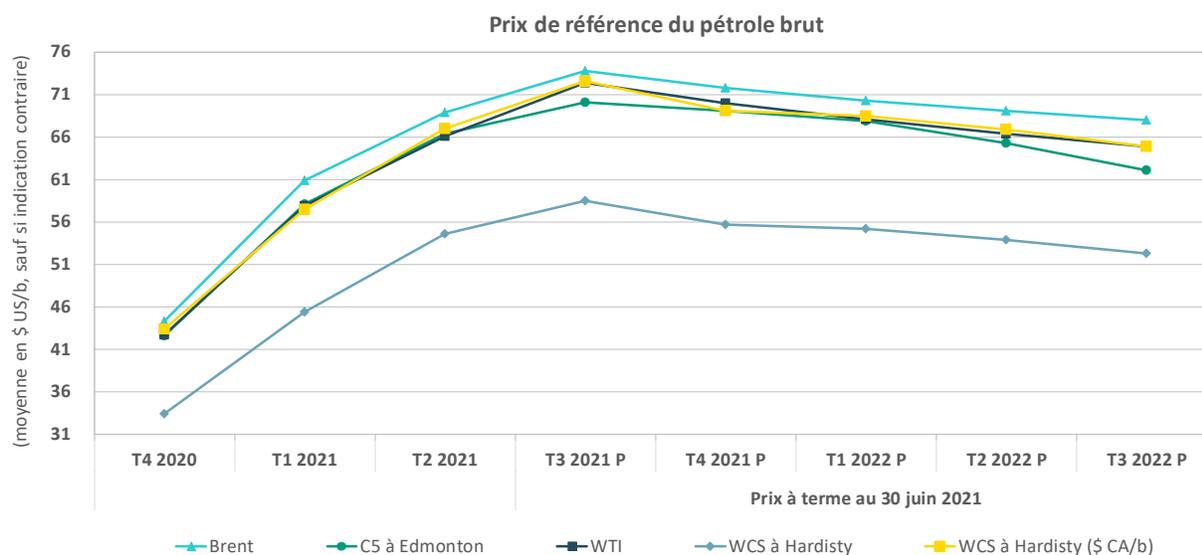
Notre objectif demeure de réaliser cette année près de 400 M\$ des synergies estimées en frais généraux et d'administration et en charges d'exploitation et environ 600 M\$ des synergies prévues en répartition des capitaux. À plus longue échéance, nous devrions réaliser des économies additionnelles et 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.

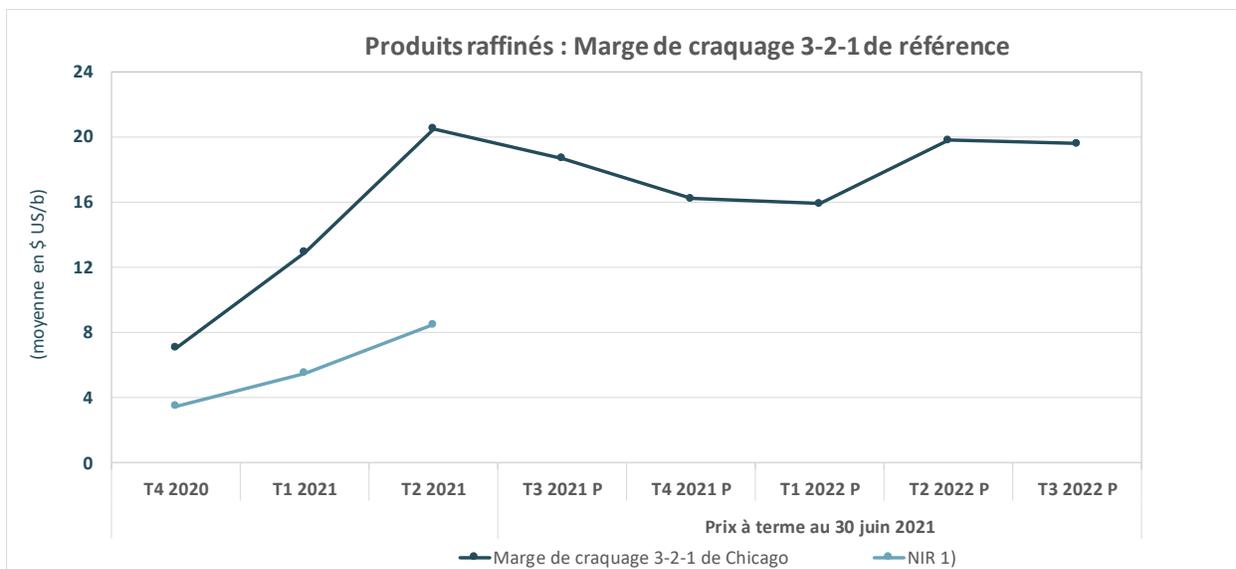
L'analyse des perspectives qui suit porte essentiellement sur les douze mois à venir.

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 relié à la mesure dans laquelle la réduction de l'offre sera maintenue, à l'éventuel démarrage du projet de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge Inc., 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 être supérieures à celles de 2020, compte tenu de la reprise de la demande; elles augmentent par ailleurs pour atténuer la hausse du coût des NIR. Les marges devraient continuer à fluctuer, compte tenu des tendances saisonnières et des réductions du volume de traitement des raffineries en Amérique du Nord.



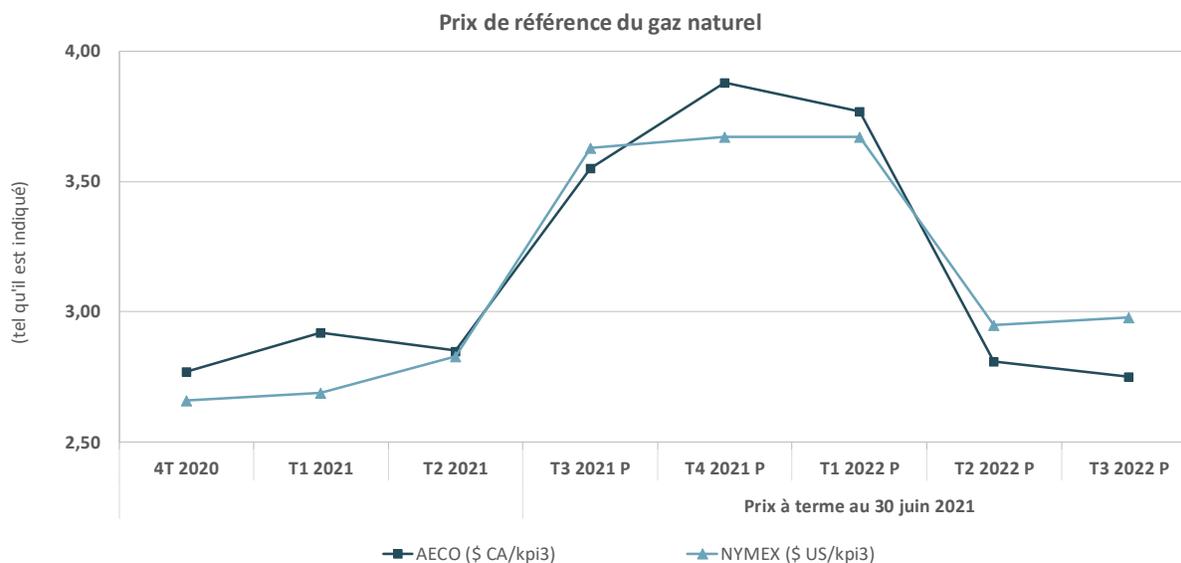


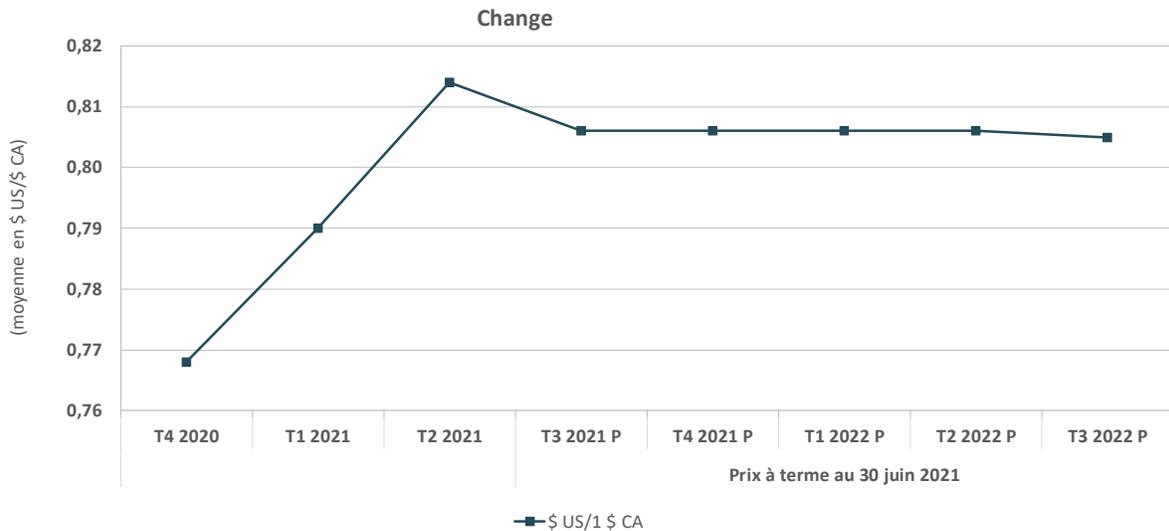
1) L'information sur les prix à terme pour les NIR n'était pas disponible au 30 juin 2021.

Les prix du gaz naturel ont rebondi depuis le creux de 2020 et la courbe des prix à terme indique que le marché prévoit le maintien des prix de l'AECO. La réduction de la production de gaz associé et de gaz sec, ainsi que la reprise de la demande américaine et des exportations de LGN, devraient continuer de resserrer les fondamentaux du marché du gaz de l'Amérique du Nord pour les 12 prochains mois et remonter les prix par rapport à 2020 sur une base annuelle.

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 la corrélation se poursuive entre, d'une part, le dollar canadien et, d'autre part, les prix du pétrole brut, 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 englobe les marges du brut léger et du brut lourd. L'exposition aux marges du brut léger est liée au brut léger 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 marges du brut lourd comprend une composante brut 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 et des marges 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 poursuivons 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 déroulement 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 visons 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 d'environ 400 M\$ au chapitre des coûts pour 2021 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

Nous avons mis à jour nos objectifs de 2021 le 28 juillet 2021. La fourchette prévisionnelle des dépenses d'investissement est restée la même. Toutefois, nos objectifs tiennent compte désormais de l'augmentation de 100 M\$ des dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux, laquelle est contrebalancée par une réduction des dépenses de 100 M\$ des secteurs Fabrication aux États-Unis, Fabrication au Canada et Vente. Nos dépenses d'investissement totales prévues se situent entre 2,3 G\$ et 2,7 G\$, y compris des dépenses d'investissement de maintien de près de 2,1 G\$ et des coûts 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. Nous sommes en voie de réaliser les synergies annuelles prévues de 600 M\$ au titre de la répartition des capitaux pour l'ensemble de l'entreprise en optimisant les dépenses d'investissement de maintien pour les actifs de premier ordre tout en maintenant la sécurité et la fiabilité des activités pour la totalité du portefeuille.

Au 30 juin 2021, l'encours de la dette nette se situait à 12,4 G\$. Du fait des fonds en caisse et du montant disponible au titre de nos facilités de crédit engagées et de facilités de crédit à vue, nous disposons de liquidités d'environ 11,7 G\$. 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/BAIIA 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 ou rétablir nos notations de premier ordre.

Rendement pour les actionnaires

Après avoir atteint nos objectifs en matière de bilan, nous devrions pouvoir utiliser les fonds disponibles pour accroître durablement les distributions aux actionnaires.

Facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance

Notre 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 décrite à la rubrique « Aperçu des résultats du trimestre » du présent rapport de gestion. 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.

Nous avons récemment 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'PIECA, 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 », « éventuel », « priorité », « projection », « échéancier », « souhaiter », « 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 avantages prévus 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; la hausse des distributions aux actionnaires; 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 d'atténuer l'impact des écarts du brut et des produits raffinés; le maintien et le rétablissement 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; 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 solide bilan; 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; 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 conditionnel 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; notre capacité à réduire notre production en 2021, notamment sans produire d'effets négatifs sur nos actifs; 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 relié à l'ampleur des réductions volontaires de l'offre motivées par la rentabilité, à l'éventuel démarrage du programme de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge Inc., 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; 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; 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 conditionnel 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.

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 associés; 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 conditionnel 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'acquitter 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; 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 Natural	
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
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien		
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		
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 juin 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	5 015	626	427	6 068
Redevances	469	39	25	533
Marchandises achetées	574	287	—	861
Transport et fluidification	1 780	19	3	1 802
Charges d'exploitation	592	140	59	791
Prix nets opérationnels	1 600	141	340	2 081
(Profit) perte réalisée lié à la gestion des risques	189	(1)	—	188
Marge d'exploitation	1 411	142	340	1 893

Trimestre clos le 30 juin 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	6 068	(1 416)	(795)	(145)	50	(82)	3 680
Redevances	533	—	—	—	5	—	538
Marchandises achetées	861	—	(795)	—	—	(66)	—
Transport et fluidification	1 802	(1 416)	—	—	—	—	386
Charges d'exploitation	791	—	—	(145)	7	(9)	644
Prix nets opérationnels	2 081	—	—	—	38	(7)	2 112
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	188	—	—	—	—	—	188
Marge d'exploitation	1 893	—	—	—	38	(7)	1 924

Trimestre clos le 30 juin 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	1 247	182	—	1 429
Redevances	20	1	—	21
Marchandises achetées	166	47	—	213
Transport et fluidification	632	19	—	651
Charges d'exploitation	233	83	—	316
Prix nets opérationnels	196	32	—	228
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	66	—	—	66
Marge d'exploitation	162	32	—	194

Trimestre clos le 30 juin 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	1 429	(639)	(231)	—	(65)	(13)	481
Redevances	21	—	—	6	—	—	27
Marchandises achetées	213	—	(231)	—	—	18	—
Transport et fluidification	651	(639)	—	296	—	1	309
Charges d'exploitation	316	—	—	27	(65)	(19)	259
Prix nets opérationnels	228	—	—	(329)	—	(13)	(114)
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	66	—	—	—	—	—	66
Marge d'exploitation	162	—	—	(329)	—	(13)	(180)

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.*

Semestre clos le 30 juin 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	9 790	1 402	858	12 050
Redevances	793	63	50	906
Marchandises achetées	1 292	668	—	1 960
Transport et fluidification	3 558	37	7	3 602
Charges d'exploitation	1 177	282	117	1 576
Prix nets opérationnels	2 970	352	684	4 006
(Profit) perte réalisée lié à la gestion des risques	418	—	—	418
Marge d'exploitation	2 552	352	684	3 588

Selon les états financiers consolidés intermédiaires

Base pour le calcul des prix nets opérationnels

Semestre clos le 30 juin 2021 (en millions de dollars)	Total en amont	Ajustements				Total en amont
		Condensats	Tierces sources	Consommation interne ²⁾	Ajustements selon la méthode de mise en équivalence ³⁾	
Chiffre d'affaires brut	12 050	(2 784)	(1 848)	(294)	102	7 050
Redevances	906	—	—	—	12	918
Marchandises achetées	1 960	—	(1 848)	—	—	—
Transport et fluidification	3 602	(2 784)	—	—	—	818
Charges d'exploitation	1 576	—	—	(294)	12	1 273
Prix nets opérationnels	4 006	—	—	—	78	4 041
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	418	—	—	—	—	418
Marge d'exploitation	3 588	—	—	—	78	3 623

Semestre clos le 30 juin 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	3 681	404	—	4 085
Redevances	71	4	—	75
Marchandises achetées	571	108	—	679
Transport et fluidification	2 537	42	—	2 579
Charges d'exploitation	553	167	—	720
Prix nets opérationnels	(51)	83	—	32
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	91	—	—	91
Marge d'exploitation	(142)	83	—	(59)

Selon les états financiers consolidés intermédiaires

Base pour le calcul des prix nets opérationnels

Semestre clos le 30 juin 2020 (en millions de dollars) ⁵⁾	Total en amont	Ajustements				Total en amont
		Condensats	Tierces sources	Réduction de valeur des stocks ⁶⁾	Consommation interne ²⁾	
Chiffre d'affaires brut	4 085	(1 852)	(697)	—	(133)	1 373
Redevances	75	—	—	(1)	—	74
Marchandises achetées	679	—	(697)	—	—	—
Transport et fluidification	2 579	(1 852)	—	(5)	—	722
Charges d'exploitation	720	—	—	—	(133)	550
Prix nets opérationnels	32	—	—	6	—	27
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	91	—	—	—	—	91
Marge d'exploitation	(59)	—	—	6	—	(64)

- 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 juin 2021 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						Total – Sables bitumineux
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ¹⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel et pétrole moyen	
Chiffre d'affaires brut	860	1 274	156	730	3 020	8	3 028
Redevances	142	242	4	80	468	1	469
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	155	131	43	35	364	—	364
Charges d'exploitation	154	171	54	203	582	9	591
Prix nets opérationnels	409	730	55	412	1 606	(2)	1 604
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							189
Marge d'exploitation							1 415

Trimestre clos le 30 juin 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels				Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾	
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Autres ³⁾	Sables bitumineux	Total – Sables bitumineux	Total – Sables bitumineux	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	3 028	1 416	508	63	—	—	—	5 015
Redevances	469	—	—	—	—	—	—	469
Marchandises achetées	—	—	508	66	—	—	—	574
Transport et fluidification	364	1 416	—	—	—	—	—	1 780
Charges d'exploitation	591	—	—	1	—	—	—	592
Prix nets opérationnels	1 604	—	—	(4)	—	—	—	1 600
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	189	—	—	—	—	—	—	189
Marge d'exploitation	1 415	—	—	(4)	—	—	—	1 411

Trimestre clos le 30 juin 2020 (en millions de dollars) ⁴⁾	Base pour le calcul des prix nets opérationnels						Total – Sables bitumineux
	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ¹⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel et pétrole moyen	
Chiffre d'affaires brut	222	203	—	—	425	—	425
Redevances	8	18	—	—	26	—	26
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	177	112	—	—	289	—	289
Charges d'exploitation	130	118	—	—	248	—	248
Prix nets opérationnels	(93)	(45)	—	—	(138)	—	(138)
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							66
Marge d'exploitation							(204)

Trimestre clos le 30 juin 2020 (en millions de dollars) ³⁾	Base de calcul des prix nets opérationnels					Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾	
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Tierces sources	Réduction de valeur des stocks ⁵⁾	Autres	Sables bitumineux	Total – Sables bitumineux	Total – Sables bitumineux	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	425	639	182	—	1	—	—	—	1 247
Redevances	26	—	—	(6)	—	—	—	—	20
Marchandises achetées	—	—	182	—	(16)	—	—	—	166
Transport et fluidification	289	639	—	(296)	—	—	—	—	632
Charges d'exploitation	248	—	—	(27)	12	—	—	—	233
Prix nets opérationnels	(138)	—	—	329	5	—	—	—	196
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	66	—	—	—	—	—	—	—	66
Marge d'exploitation	(204)	—	—	329	5	—	—	—	130

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.*

Base pour le calcul des prix nets opérationnels							
Semestre clos le	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ²⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel et pétrole moyen	Total – Sables bitumineux
30 juin 2021 (en millions de dollars)							
Chiffre d'affaires brut	1 712	2 269	274	1 421	5 676	17	5 693
Redevances	249	409	6	128	792	1	793
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	328	261	70	115	774	—	774
Charges d'exploitation	323	335	85	410	1 153	17	1 170
Prix nets opérationnels	812	1 264	113	768	2 957	(1)	2 956
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							418
Marge d'exploitation							2 538

Semestre clos le	Base de calcul des prix nets opérationnels				Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Total – Sables bitumineux	Condensats	Sables bitumineux	Total – Sables bitumineux	Autres ³⁾	Sables bitumineux	Total – Sables bitumineux
30 juin 2021 (en millions de dollars)							
Chiffre d'affaires brut	5 693	2 784	—	1 180	133	—	9 790
Redevances	793	—	—	—	—	—	793
Marchandises achetées	—	—	—	1 180	112	—	1 292
Transport et fluidification	774	2 784	—	—	—	—	3 558
Charges d'exploitation	1 170	—	—	—	7	—	1 177
Prix nets opérationnels	2 956	—	—	—	14	—	2 970
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	418	—	—	—	—	—	418
Marge d'exploitation	2 538	—	—	—	14	—	2 552

Base pour le calcul des prix nets opérationnels							
Semestre clos le	Foster Creek	Christina Lake	Sunrise	Autres – Sables bitumineux ²⁾	Total – bitume et pétrole lourd	Gaz naturel et pétrole moyen	Total – Sables bitumineux
30 juin 2020 (en millions de dollars)							
Chiffre d'affaires brut	639	596	—	—	1 235	—	1 235
Redevances	31	39	—	—	70	—	70
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	398	282	—	—	680	—	680
Charges d'exploitation	273	256	—	—	529	—	529
Prix nets opérationnels	(63)	19	—	—	(44)	—	(44)
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques							91
Marge d'exploitation							(135)

Semestre clos le	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	
30 juin 2020 (en millions de dollars) ³⁾							
Chiffre d'affaires brut	1 235	1 852	587	—	7	3 681	
Redevances	70	—	—	1	—	71	
Marchandises achetées	—	—	587	—	(16)	571	
Transport et fluidification	680	1 852	—	5	—	2 537	
Charges d'exploitation	529	—	—	—	24	553	
Prix nets opérationnels	(44)	—	—	(6)	(1)	(51)	
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	91	—	—	—	—	91	
Marge d'exploitation	(135)	—	—	(6)	(1)	(142)	

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 juin 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels	Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres ²⁾	Hydrocarbures classiques
Chiffre d'affaires brut	320	287	19	626
Redevances	39	—	—	39
Marchandises achetées	—	287	—	287
Transport et fluidification	19	—	—	19
Charges d'exploitation	132	—	8	140
Prix nets opérationnels	130	—	11	141
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(1)	—	—	(1)
Marge d'exploitation	131	—	11	142

Trimestre clos le 30 juin 2020 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres ²⁾	Hydrocarbures classiques
Chiffre d'affaires brut	121	49	12	182
Redevances	1	—	—	1
Marchandises achetées	—	49	(2)	47
Transport et fluidification	20	—	(1)	19
Charges d'exploitation	76	—	7	83
Prix nets opérationnels	24	—	8	32
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—
Marge d'exploitation	24	—	8	32

Semestre clos le 30 juin 2021 (en millions de dollars)	Base de calcul des prix nets opérationnels	Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres ²⁾	Hydrocarbures classiques
Chiffre d'affaires brut	691	668	43	1 402
Redevances	63	—	—	63
Marchandises achetées	—	668	—	668
Transport et fluidification	37	—	—	37
Charges d'exploitation	268	—	14	282
Prix nets opérationnels	323	—	29	352
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—
Marge d'exploitation	323	—	29	352

Semestre clos le 30 juin 2020 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements		Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Hydrocarbures classiques	Tierces sources	Autres ²⁾	Hydrocarbures classiques
Chiffre d'affaires brut	271	110	23	404
Redevances	4	—	—	4
Marchandises achetées	—	110	(2)	108
Transport et fluidification	42	—	—	42
Charges d'exploitation	154	—	13	167
Prix nets opérationnels	71	—	12	83
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	—	—	—	—
Marge d'exploitation	71	—	12	83

- 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

	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
Trimestre clos le 30 juin 2021 (en millions de dollars)						
Chiffre d'affaires brut	308	50	119	477	(50)	427
Redevances	16	5	9	30	(5)	25
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	3	3	—	3
Charges d'exploitation	23	8	35	66	(7)	59
Prix nets opérationnels	269	37	72	378	(38)	340
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques				—	—	—
Marge d'exploitation				378	(38)	340

	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
Semestre clos le 30 juin 2021 (en millions de dollars)						
Chiffre d'affaires brut	629	102	229	960	(102)	858
Redevances	33	12	17	62	(12)	50
Marchandises achetées	—	—	—	—	—	—
Transport et fluidification	—	—	7	7	—	7
Charges d'exploitation	44	14	71	129	(12)	117
Prix nets opérationnels	552	76	134	762	(78)	684
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques				—	—	—
Marge d'exploitation				762	(78)	684

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 barils par jour, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	2020	2021	2020
Sables bitumineux				
Foster Creek	139,0	171,1	156,9	170,2
Christina Lake	235,8	199,0	226,7	213,9
Sunrise	25,0	—	26,9	—
Autres – Sables bitumineux	144,2	—	144,1	—
Total – Sables bitumineux	544,0	370,1	554,6	384,0
Hydrocarbures classiques	141,3	92,0	138,6	93,8
Ventes avant déduction de la consommation interne	685,3	462,1	693,2	477,8
Déduire : Consommation interne ²⁾	(85,0)	(55,6)	(85,8)	(56,6)
Production extracôtère				
Asie-Pacifique – Chine	49,0	—	50,2	—
Asie-Pacifique – Indonésie	8,8	—	9,1	—
Atlantique	15,2	—	15,1	—
Total – production extracôtère	73,0	—	74,4	—
Total – ventes	673,3	406,5	681,8	421,2

1) Données présentées pour le bitume sec.

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