



Cenovus Energy Inc.

Notice annuelle

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022

Le 15 février 2023

(en dollars canadiens)

Notice annuelle



Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022

TABLE DES MATIÈRES

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	4
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	4
DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ	9
ACTIVITÉS EN AMONT	9
SABLES BITUMINEUX	10
CLASSIQUE	12
ACTIVITÉS EXTRACÔTIÈRES	14
ACTIVITÉS EN AMONT	16
FABRICATION AU CANADA	16
FABRICATION AUX ÉTATS-UNIS	18
CONCURRENCE	20
PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	20
CODE DE CONDUITE ET D'ÉTHIQUE COMMERCIALES	20
EMPLOYÉS	21
FACTEURS DE RISQUE	21
DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ	22
DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES	22
DÉVELOPPEMENT DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES NON DÉVELOPPÉES	34
FACTEURS OU INCERTITUDES SIGNIFICATIFS INFLUANT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES	35
AUTRES RENSEIGNEMENTS PÉTROLIERS ET GAZIERS	35
DIVIDENDES	43
DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS	44
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	49
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION	51
COMITÉ D'AUDIT	58
POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI	59
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	60
AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES	60
CONTRATS IMPORTANTS	60
EXPERTS INTÉRESSÉS	62
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES	62
QUESTIONS COMPTABLES	63
ABRÉVIATIONS ET CONVERSIONS	63
INFORMATION PROSPECTIVE	63
ANNEXE A – RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DES ÉVALUATEURS DE RÉSERVES QUALIFIÉS INDÉPENDANTS	67
ANNEXE B – RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION	68
ANNEXE C – MANDAT DU COMITÉ D'AUDIT	69

Dans la présente notice annuelle (la « notice annuelle ») datée du 15 février 2023, à moins d'indications contraires ou que le contexte n'exige une interprétation différente, les renvois aux mots « la société », « Cenovus », « nous », « notre » ou « nos » désignent Cenovus Energy Inc., ses filiales et les participations qu'elle et ses filiales détiennent dans des sociétés de personnes. L'information et les déclarations présentées dans la présente notice annuelle sont en date du 15 février 2023. La présente notice annuelle renferme de l'information prospective au sujet de nos attentes, estimations, projections et hypothèses actuelles. Veuillez vous reporter à la rubrique « Information prospective » du présent document pour obtenir de plus amples renseignements, notamment sur les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que nos résultats réels diffèrent considérablement de ceux attendus et sur les hypothèses qui sous-tendent notre information prospective.

Pour consulter un exposé complet sur les facteurs de risque importants de la société, veuillez vous reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion 2022 de la société (le « rapport de gestion annuel 2022 »), laquelle rubrique est intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle, et aux facteurs de risque décrits dans les autres documents que la société dépose à l'occasion auprès des autorités en valeurs mobilières au Canada. Des renseignements supplémentaires sur Cenovus, y compris notre rapport de gestion annuel 2022, nos rapports annuels et notre formulaire 40-F, peuvent être consultés sur SEDAR, au sedar.com, sur EDGAR, le site Web de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, au sec.gov (en anglais seulement), et sur le site Web de la société, au cenovus.com (en anglais seulement). L'information qui se trouve sur le site Web de la société, au cenovus.com (en anglais seulement) ou qui y est reliée ne fait pas partie de la présente notice annuelle sauf si elle y est expressément intégrée par renvoi.

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Cenovus a été constituée le 30 novembre 2009 sous le régime de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (la « LCSA ») aux termes d'un plan d'arrangement aux termes de la LCSA. Le 1^{er} janvier 2021, Cenovus et Husky Energy Inc. (« Husky ») ont conclu une transaction visant le regroupement des deux sociétés au moyen d'un plan d'arrangement (l'« arrangement ») aux termes de la loi intitulée *Business Corporations Act* (Alberta). Husky est devenue une filiale en propriété exclusive de Cenovus. Dans le cadre de l'arrangement, Cenovus a modifié ses statuts le 30 décembre 2020 pour créer huit séries d'actions privilégiées rachetables à dividendes cumulatifs. Le 31 mars 2021 et le 30 décembre 2021, Cenovus a fusionné avec ses filiales en propriété exclusive, Husky Energy Inc. et Husky Oil Operations Limited, respectivement, par voie de fusion simplifiée verticale.

Le bureau principal et siège de la société est situé au 4100, 225 – 6 Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 1N2.

Liens intersociétés

Les filiales et sociétés de personnes importantes de Cenovus en date du 31 décembre 2022 sont les suivantes :

	Pourcentage de propriété ¹⁾	Territoire de constitution, de prorogation, de formation ou d'organisation
FCCL Partnership (« FCCL »)	100	Alberta
Sunrise Oil Sands Partnership (« SOSP ») ²⁾	100	Alberta
Lima Refining Company	100	Delaware
Husky Oil Limited Partnership	100	Alberta
Cenovus Energy Marketing Services Ltd.	100	Alberta
Husky Marketing and Supply Company	100	Delaware
Husky Canadian Petroleum Marketing Partnership	100	Alberta
Husky Energy Marketing Partnership	100	Alberta
BP-Husky Refining LLC ³⁾	50	Delaware
WRB Refining LP (« WRB ») ⁴⁾	50	Delaware

1) Tient compte de tous les titres avec droit de vote de toutes les filiales et sociétés de personnes dont Cenovus est la propriétaire véritable, qu'elle contrôle ou sur lesquels elle exerce une emprise, directement ou indirectement.

2) Cenovus détient sa participation par l'intermédiaire de Cenovus Energy Inc. et de Husky Oil Sands Partnership. Le 31 août 2022, Cenovus a acquis, auprès de BP Canada Energy Group ULC (« BP Canada »), la participation résiduelle de 50 pour cent dans SOSP, portant ainsi sa participation dans SOSP à 100 pour cent.

3) Cenovus détient sa participation inexploitée par l'intermédiaire de Husky Oil Toledo Company.

4) Cenovus détient sa participation inexploitée par l'intermédiaire de Cenovus Energy US LLC et de Cenovus GPCo LLC.

Au 31 décembre 2022, les autres filiales et sociétés de personnes de la société comptent chacune pour i) moins de 10 pour cent des actifs consolidés de la société au 31 décembre 2022 et ii) moins de 10 pour cent des produits des activités ordinaires consolidés de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2022. Dans l'ensemble, les actifs et les produits des activités ordinaires des filiales et des sociétés de personnes de Cenovus qui ne sont pas mentionnés ci-dessus ne dépassaient pas 20 pour cent du total des actifs consolidés ou du total des produits des activités ordinaires consolidés de la société au 31 décembre 2022 et pour l'exercice clos à cette date.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

Survol

Nous sommes une société canadienne d'énergie intégrée établie à Calgary, en Alberta. Nos actions ordinaires et nos bons de souscription d'actions ordinaires (« bons de souscription de Cenovus ») sont inscrits aux cotes de la Bourse de Toronto (« TSX ») et de la New York Stock Exchange (« NYSE »). Nos actions privilégiées rachetables à dividendes cumulatifs des séries 1, 2, 3, 5 et 7 sont inscrites à la cote de la TSX. Nous sommes le deuxième plus grand producteur canadien de pétrole brut et de gaz naturel, avec des activités en amont au Canada et dans la région de l'Asie-Pacifique, et la deuxième plus grande entreprise installée au Canada de raffinage et de valorisation, avec des activités en aval au Canada et aux États-Unis.

Nos activités en amont comprennent des projets de sables bitumineux dans le nord de l'Alberta; des projets de pétrole brut classique, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel (« LGN ») et des projets thermiques 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 des activités de valorisation et de raffinage au Canada et aux États-Unis et des activités liées aux carburants commerciaux au Canada.

Nos activités couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur : développement, production, raffinage, transport et commercialisation de pétrole brut et de gaz naturel au Canada et ailleurs dans le monde. L'intégration physique de nos activités en amont et en aval contribue à nous aider à atténuer l'incidence de la volatilité des écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd et à améliorer nos bénéfices nets 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.

En 2022, la production de pétrole brut de nos actifs Sables bitumineux s'est élevée, en moyenne, à 586,6 mille barils par jour, et la production en amont totale s'est élevée, en moyenne, à 786,2 mille bep par jour. La production de pétrole brut en aval s'est élevée à 493,7 mille barils par jour.

Historique des trois derniers exercices

Le texte suivant décrit des événements marquants et des conditions qui ont influé sur le développement des activités de Cenovus au cours des trois derniers exercices :

2020

- **Cibles environnementales, sociales et de gouvernance (« ESG »).** Au cours du premier trimestre, Cenovus a annoncé des cibles ESG dans quatre secteurs clés de facteurs ESG : les changements climatiques et les émissions de gaz à effet de serre (« GES »), les engagements envers les communautés autochtones, les terres et la faune et la gestion des eaux.
- **Réponse à la pandémie de COVID-19.** Au cours du premier trimestre, Cenovus a pris des mesures pour protéger la santé et la sécurité de ses employés et assurer la continuité de ses activités. Conformément aux lignes directrices des responsables de la santé publique, la société a demandé à tous les employés qui étaient en mesure de le faire de travailler de la maison, a élaboré des protocoles d'auto-isolement obligatoires et des politiques en matière de restriction des voyages. En outre, Cenovus a mis en place des mesures actives d'évaluation de la santé, de distanciation physique et de nettoyage et d'assainissement élaborés pour ses activités devant être exercées sur place.
- **Réduction des dépenses en immobilisations et suspension du programme d'expédition de pétrole brut par train.** Le 9 mars 2020, Cenovus a annoncé une réduction d'environ 32 pour cent de son programme d'immobilisations pour 2020 en réponse à la chute importante des prix de référence mondiaux du pétrole brut. Cenovus a également annoncé la suspension temporaire du programme d'expédition de pétrole brut par train et le report de décisions finales en matière d'investissement visant d'importants projets de croissance.
- **Nouvelle réduction des dépenses en immobilisations et suspension du dividende.** Le 2 avril 2020, Cenovus a annoncé une nouvelle réduction de son programme d'immobilisations pour 2020 de l'ordre de 150 millions de dollars, pour une réduction totale de 43 pour cent à cette date depuis le début de l'exercice visant le programme d'immobilisations pour 2020. Elle a également annoncé d'autres mesures d'économies, dont la suspension temporaire de son dividende.
- **Liquidité temporaire supplémentaire sous forme de facilité de crédit.** En avril 2020, afin d'améliorer sa liquidité, la société a obtenu des engagements auprès de plusieurs de ses prêteurs existants visant une facilité de crédit consentie supplémentaire de 1,1 milliard de dollars. Le 31 décembre 2020, Cenovus a annulé la facilité de crédit consentie de 1,1 milliard de dollars avant la clôture de l'arrangement.
- **Utilisation de stockage dynamique pour transférer la production dans un contexte de meilleurs prix.** Au cours du deuxième trimestre de 2020, Cenovus a réduit sa production tirée des sables bitumineux et a stocké le bitume obtenu dans ses réservoirs en réponse à la chute considérable des prix du pétrole brut. La production a été augmentée d'environ 60,0 mille barils par jour en juin et au cours des mois suivants lorsque les prix étaient meilleurs.
- **Placement de billets de premier rang.** Le 30 juillet 2020, Cenovus a réalisé un placement auprès du public aux États-Unis totalisant 1,0 milliard de dollars américains sous forme de billets non garantis de premier rang à 5,38 pour cent échéant en 2025.
- **Arrangement avec Husky.** Le 25 octobre 2020, Cenovus et Husky ont annoncé l'arrangement, une transaction entièrement en actions évaluée à 23,6 milliards de dollars, en incluant la dette, qui regrouperait les deux sociétés.
- **Suspension du programme de réduction du gouvernement de l'Alberta.** Même si les pouvoirs réglementaires du gouvernement concernant la réduction de la production de pétrole brut étaient maintenus en 2021, le gouvernement de l'Alberta a suspendu la réduction visant la production mensuelle de pétrole brut à compter de décembre 2020.
- **Vente des actifs Marten Hills.** Le 2 décembre 2020, Cenovus a vendu ses actifs de pétrole lourd dans Marten Hills à Headwater Exploration Inc. (« Headwater ») en contrepartie d'une combinaison d'espèces, d'actions ordinaires et de bons de souscription d'actions (les « bons de souscription de Headwater »), tout en conservant une participation dans une redevance dérogatoire brute (« RDB ») sur la propriété.

- **Regroupement de Cenovus et de Husky.** Le 1^{er} janvier 2021, Cenovus et Husky ont conclu une transaction entièrement en actions pour regrouper les deux sociétés. En conséquence de la conclusion de l'arrangement, Husky est devenue une filiale en propriété exclusive de Cenovus. Les porteurs d'actions ordinaires de Husky ont obtenu 0,7845 action ordinaire de Cenovus et 0,0651 bon de souscription de Cenovus en échange de chaque action ordinaire de Husky détenue, de sorte que 788,5 millions d'actions ordinaires et 65,4 millions de bons de souscription de Cenovus ont été émis. Chaque bon de souscription de Cenovus entier donne à son porteur le droit d'acquérir une action ordinaire à un prix d'exercice de 6,54 \$ à tout moment jusqu'au 1^{er} janvier 2026, inclusivement. En outre, les porteurs d'actions privilégiées de Husky ont échangé chaque action privilégiée de Husky contre une action privilégiée de Cenovus assortie de modalités identiques pour l'essentiel. Cenovus a déposé une déclaration d'acquisition d'entreprise datée du 26 mars 2021, qui fournit de plus amples renseignements sur l'arrangement et qui est disponible sur SEDAR, au sedar.com, et sur EDGAR, au sec.gov (en anglais seulement).
- **Vente d'actifs.** La société a conclu plusieurs opérations afin d'ajuster son portefeuille d'actifs.
 - **Participation dans la RDB visant la propriété Marten Hills.** Le 18 mai 2021, Cenovus a conclu la vente de sa participation dans la RDB visant la zone Marten Hills, en Alberta, pour un produit en espèces de 102 millions de dollars.
 - **Vente d'actifs de East Clearwater et de Kaybob.** Cenovus a conclu la vente d'actifs du secteur Classique dans la zone Kaybob en juillet 2021 et dans la zone East Clearwater en août 2021, pour un produit brut combiné de 82 millions de dollars.
 - **Vente d'actions de Headwater.** Le 14 octobre 2021, Cenovus a vendu 50 millions d'actions ordinaires de Headwater pour un produit brut de 228 millions de dollars. Les bons de souscription de Headwater ont été exercés le 23 décembre 2021. Au 31 décembre 2021, Cenovus détenait 15 millions d'actions ordinaires de Headwater. Cenovus a vendu ses 15 millions d'actions ordinaires de Headwater le 8 juin 2022.
 - **Vente d'actifs de Wembley.** Le 30 novembre 2021, Cenovus a annoncé une entente visant la vente de la majorité de ses actifs de Montney, dans la zone Wembley, pour un produit en espèces d'environ 238 millions de dollars. La vente s'est conclue le 28 février 2022.
 - **Vente du réseau de vente au détail de carburants de Husky.** Le 30 novembre 2021, Cenovus a annoncé des ententes visant la vente de 337 stations d'essence pour un produit en espèces global d'environ 420 millions de dollars. Cenovus a conservé ses activités liées aux carburants commerciaux, qui comprennent environ 170 emplacements à carte d'accès, installations de stockage en vrac ou centres de services de voyage. Les ventes se sont conclues le 13 septembre 2022.
 - **Vente d'actifs de Tucker.** Le 16 décembre 2021, Cenovus a annoncé une entente visant la vente de ses actifs de Tucker pour un produit brut en espèces de 800 millions de dollars. La vente s'est conclue le 31 janvier 2022.
 - **Restructuration des activités dans la région de l'Atlantique.** Cenovus a annoncé une entente avec ses partenaires visant la restructuration de ses participations directes dans la région de l'Atlantique.
 - **Restructuration de Terra Nova.** Le 8 septembre 2021, la participation directe de Cenovus a augmenté, passant de 13 pour cent à 34 pour cent. La société a reçu 78 millions de dollars, avant les ajustements de clôture, de partenaires sortants en guise de contribution pour les obligations futures de mise hors service du champ. En outre, le projet de prolongement de la durée d'utilité de Terra Nova (« PDU ») est en cours de réalisation, ce qui permettra de prolonger la durée d'utilité de cet actif jusqu'en 2033.
 - **Restructuration de White Rose.** Au cours du troisième trimestre de 2021, Cenovus a conclu une entente avec Suncor Énergie Inc. (« Suncor ») pour réduire notre participation directe dans le champ de White Rose et dans les extensions satellites, en attendant la poursuite du projet West White Rose. Cenovus réduirait sa participation directe dans le champ initial pour la faire passer de 72,5 pour cent à 60,0 pour cent et dans les extensions satellites pour la faire passer de 68,875 pour cent à 56,375 pour cent. Le 31 mai 2022, Cenovus et ses partenaires ont annoncé qu'ils avaient conclu une entente visant le redémarrage du projet West White Rose.
- **Initiative pour des sables bitumineux carboneutres.** Le 9 juin 2021, Cenovus a annoncé l'initiative pour des sables bitumineux carboneutres, alliance de pairs en collaboration avec les gouvernements visant de réduire à zéro la production nette de GES provenant de l'exploitation des sables bitumineux des entreprises d'ici 2050.

- **Nouvelles cibles ESG.** Le 8 décembre 2021, Cenovus a publié son rapport ESG 2020, y compris de nouvelles cibles dans cinq secteurs clés d'enjeux ESG : le climat et les émissions de GES, la gestion de l'eau, la biodiversité, la réconciliation avec les communautés autochtones et l'inclusion et la diversité.
- **Réduction et consolidation des facilités de crédit.** Le 18 août 2021, des facilités de crédit consenties de 8,5 milliards de dollars, y compris celles prises en charge dans le cadre de l'arrangement, ont été annulées et remplacées par une facilité de crédit renouvelable consentie de 6,0 milliards de dollars. La facilité de crédit renouvelable consentie comprend une tranche de 2,0 milliards de dollars échéant le 18 août 2024 et une tranche de 4,0 milliards de dollars échéant le 18 août 2025.
- **Placement de billets de premier rang.** Le 13 septembre 2021, Cenovus a émis 500 millions de dollars américains en billets de premier rang non garantis à 2,65 pour cent échéant en 2032 et 750 millions de dollars américains en billets de premier rang non garantis à 3,75 pour cent échéant en 2052. Les produits tirés du placement ont servi à la réduction de la dette.
- **Réduction de la dette.** En 2021, Cenovus a remboursé un capital de 2,2 milliards de dollars américains de billets non garantis au moyen d'une série d'offres de dépôt et de rachats aux termes des actes régissant certains billets.
- **Réinstauration et hausse du dividende.** Au cours du premier trimestre, Cenovus a réinstauré son dividende sur les actions ordinaires et, en novembre, la société a doublé son dividende pour le faire passer à 0,035 \$ par action ordinaire pour le quatrième trimestre de 2021.
- **Offre publique de rachat dans le cours normal des activités (« OPRCNA »).** Le 4 novembre 2021, Cenovus a annoncé que la TSX avait accepté l'avis d'intention de la société de mettre en œuvre une OPRCNA en vue de l'achat aux fins d'annulation d'au plus 146,5 millions d'actions ordinaires de la société. En 2021, Cenovus a acheté 17 millions d'actions ordinaires en contrepartie de 265 millions de dollars.

2022

- **Acquisitions.**
 - **Sunrise.** Le 31 août 2022, Cenovus a conclu l'acquisition de la participation résiduelle de 50 pour cent dans Sunrise (l'« acquisition de Sunrise ») de BP Canada en contrepartie d'un produit net de 394 millions de dollars, d'un paiement variable d'une valeur cumulative maximale de 600 millions de dollars venant à échéance huit trimestres après le 31 août 2022 et de la participation de 35 pour cent de Cenovus dans le projet extracôtier non développé de Bay du Nord à Terre-Neuve-et-Labrador.
 - **Raffinerie de Toledo.** Le 8 août 2022, Cenovus a annoncé une entente visant l'achat de la participation résiduelle de 50 pour cent dans la raffinerie de Toledo (l'« acquisition de Toledo ») auprès de BP Products North America (« BP »), ce qui donne à Cenovus la propriété et l'exploitation complètes de l'installation et rehausse l'intégration de ses capacités de raffinage et de production de pétrole lourd. L'opération devrait conclure à la fin de février 2023.
- **Première production de pétrole à Spruce Lake North.** La production de pétrole a commencé à l'usine thermique de Spruce Lake North au cours du troisième trimestre de 2022.
- **Début de la remise en service de la raffinerie de Superior.** En décembre 2022, les préparatifs pour le redémarrage de la raffinerie de Superior ont commencé et se poursuivront au cours du premier trimestre de 2023. La raffinerie avait été mise hors service en 2018 après une explosion et un incendie. Le redémarrage de la raffinerie augmentera la capacité de traitement de pétrole brut totale de 50,0 mille barils par jour.
- **Obtention de l'approbation des organismes de réglementation.** En décembre 2022, Cenovus a obtenu l'approbation des organismes de réglementation pour développer l'actif Ipiatik, dans la zone Foster Creek.
- **Désinvestissements.**
 - **Vente des actifs de Tucker.** Le 31 janvier 2022, Cenovus a vendu ses actifs de Tucker du secteur Sables bitumineux pour un produit net de 730 millions de dollars.
 - **Vente des actifs de Wembley.** Le 28 février 2022, Cenovus a vendu ses actifs de Wembley du secteur Classique pour un produit net de 221 millions de dollars.

- **Redémarrage du projet West White Rose.** Le 31 mai 2022, Cenovus et ses partenaires ont conclu une entente visant le redémarrage du projet West White Rose dans la région Atlantique, au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador. Cenovus a transféré 12,5 pour cent de sa participation directe dans le champ White Rose et ses extensions satellites à Suncor.
 - **Ventes d'actions de Headwater.** Le 8 juin 2022, Cenovus a vendu son placement dans Headwater pour un produit de 110 millions de dollars.
 - **Vente du réseau de vente au détail de carburant.** Le 13 septembre 2022, Cenovus a conclu la vente de 337 stations d'essence au sein de son réseau de vente au détail de carburant, pour un produit net en espèces de 404 millions de dollars.
- **Suspension partielle du programme de gestion du risque lié au prix du pétrole brut.** Le 4 avril 2022, Cenovus a annoncé la suspension de ses activités de gestion du risque lié au prix du pétrole brut fondé sur le WTI. Compte tenu de la solidité de son bilan et de ses liquidités, la société a déterminé que ces programmes n'étaient plus nécessaires pour soutenir la résilience financière.
- **Rapport ESG 2021.** Le 28 juillet 2022, Cenovus a publié son rapport ESG 2021 et a continué de cibler ses cinq domaines d'intérêt principaux en matière d'enjeux ESG : le climat et les émissions de GES, la gestion de l'eau, la biodiversité, la réconciliation avec les communautés autochtones et l'inclusion et la diversité.
- **First Nations Major Projects Coalition (« FNMPC »).** Le 29 septembre 2022, Cenovus est devenue membre du programme *Sustaining Partners* de la FNMPC. Ce partenariat vise à faire progresser les stratégies de la FNMPC qui visent à promouvoir l'inclusion des communautés autochtones dans les projets de développement importants et à faire connaître les perspectives des communautés autochtones relativement aux normes d'investissement ESG et aux pratiques commerciales durables.
- **Réduction de la dette.** En 2022, Cenovus a racheté des billets non garantis échéant entre 2023 et 2043 d'un capital de 2,6 milliards de dollars américains et des billets non garantis échéant en 2025 d'un capital de 750 millions de dollars.
- **Hausse du dividende de base.** Le 26 avril 2022, Cenovus a triplé le dividende de base par action ordinaire, le faisant passer de 0,035 \$ à 0,105 \$, ou 0,42 \$ par année, à compter du deuxième trimestre de 2022.
- **Mise à jour du plan de croissance du rendement pour les actionnaires.** Le 27 avril 2022, Cenovus a annoncé une révision du cadre de répartition des capitaux en vue du versement supplémentaire de liquidités aux actionnaires au moyen du maintien de rachats d'actions et/ou de l'utilisation d'un mécanisme de dividendes variables. Le rendement pour les actionnaires est fonction de l'atteinte de certaines cibles de dette nette et du montant de flux de trésorerie disponibles excédentaires.
- **Dividende variable.** En plus du dividende de base de la société, le conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») a déclaré un dividende variable de 0,114 \$ l'action ordinaire. Le dividende variable a été versé le 2 décembre 2022.
- **Renouvellement de l'OPRCNA.** Le 7 novembre 2022, la société a obtenu l'approbation de la TSX visant le renouvellement du programme d'OPRCNA de la société (l'« OPRCNA de 2023 ») afin de racheter jusqu'à 136,7 millions d'actions ordinaires pendant la période allant du 9 novembre 2022 au 8 novembre 2023. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, la société a racheté et annulé 112 millions d'actions ordinaires au moyen du programme d'OPRCNA. Du 1^{er} janvier 2023 au 13 février 2023, la société a racheté 1,4 million d'actions ordinaires supplémentaires.

DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ



SECTEURS D'ACTIVITÉS

Au 31 décembre 2022, les secteurs à présenter de la société étaient les suivants :

Secteurs en amont

- Sables bitumineux** Le secteur Sables bitumineux comprend le développement et la production de bitume et de pétrole lourd dans le nord de l'Alberta et en Saskatchewan. Les actifs de sables bitumineux de Cenovus comprennent les projets de sables bitumineux de Foster Creek, de Christina Lake et de Sunrise ainsi que les actifs thermiques de Lloydminster et les actifs de pétrole lourd classique de Lloydminster. Cenovus détient et exploite conjointement des réseaux de collecte et des terminaux de pipelines par l'intermédiaire d'une participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans Husky Midstream Limited Partnership (« HMLP »). Les activités de vente et de transport de la production de Cenovus et de volumes de marchandises détenus à des fins de transaction par des 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 liés au transport et la diversification de la clientèle.
- Classique** Le secteur Classique englobe les actifs riches en gaz naturel et en LGN situés dans les zones en exploitation d'Elmworth-Wapiti, de Kaybob-Edson, de Clearwater et de Rainbow Lake en Alberta et en Colombie-Britannique ainsi que des participations dans de nombreuses installations de traitement de gaz naturel. Le gaz naturel et les LGN produits par Cenovus sont commercialisés et transportés, avec d'autres volumes de marchandises détenus à des fins de transaction par des tiers, grâce à l'accès à la capacité des pipelines, des terminaux d'exportation et des installations de stockage de tiers, ce qui offre une certaine souplesse pour l'accès au marché en vue de l'optimisation de la gamme de produits, des points de livraison, des engagements liés au transport et de la diversification de la clientèle.
- Activités extracôtières** Le secteur Activités extracôtières comprend les activités extracôtières d'exploitation, d'exploration et de développement 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** Le secteur Fabrication au Canada comprend le complexe de valorisation et de raffinage d'asphalte de Lloydminster que la société détient et exploite pour la valorisation du pétrole lourd et du bitume en pétrole brut synthétique, en carburant diesel, en asphalte et en d'autres produits connexes. Cenovus est aussi propriétaire-exploitant du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim et de deux usines d'éthanol. Les activités liées aux carburants commerciaux de la société dans l'ensemble du Canada sont incluses dans ce secteur. Cenovus commercialise également sa production et des volumes de marchandises détenus à des fins de transaction par des tiers en vue d'utiliser son réseau intégré d'actifs pour maximiser la valeur.
- **Fabrication aux États-Unis** Le secteur Fabrication aux États-Unis comprend les activités de raffinage du pétrole brut nécessaires à la production d'essence, de carburant diesel, de carburacteur, d'asphalte et d'autres produits à la raffinerie de Lima et à la raffinerie de Superior détenues en propriété exclusive, 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). Cenovus commercialise également une partie de ses propres volumes de produits raffinés du pétrole et de ceux de tiers, dont l'essence, le carburant diesel et le carburacteur.

Activités non sectorielles et éliminations

Ce secteur comprend principalement les coûts engagés à l'échelle de Cenovus à l'égard des frais généraux et des frais d'administration, des activités de financement et des profits ou des pertes liés à la gestion des risques relativement aux instruments dérivés des activités non sectorielles et au change. Les éliminations comprennent les ajustements pour usage interne de la production 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, la production de pétrole brut utilisé comme charge d'alimentation par les secteurs Fabrication au Canada et Fabrication aux États-Unis, la vente de condensats extraits de la production de pétrole brut mélangé dans le secteur Fabrication au Canada et vendus au secteur Sables bitumineux et les profits non réalisés en stock. Les éliminations sont comptabilisées en fonction des prix du marché courants.

En septembre 2022, la société a conclu le désinvestissement de la majorité de ses activités liées à la vente au détail de carburant. Par conséquent, la direction a décidé de regrouper le reste des activités liées aux carburants commerciaux et les anciennes activités liées à la vente au détail de carburant avec le secteur Fabrication au Canada. Les activités de commercialisation du secteur Fabrication au Canada ont des produits et services, des types de clients et des méthodes de distribution similaires et les activités sont exercées dans le même contexte réglementaire que les activités liées aux carburants commerciaux. Les activités liées aux carburants commerciaux comprennent des emplacements à carte d'accès, des installations de stockage en vrac ou des centres de services de voyage partout au Canada.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, les produits consolidés se sont élevés à 66,9 milliards de dollars (46,4 milliards de dollars en 2021). Les produits dont les produits d'exploitation ont excédé 15 pour cent de produits consolidés en 2022 incluaient les suivants : le pétrole brut de notre secteur en amont de 29,8 milliards de dollars ou 45 pour cent des produits consolidés (19,9 milliards de dollars ou 43 pour cent en 2021); l'essence de notre secteur en aval de 14,1 milliards de dollars ou 21 pour cent des produits consolidés (10,1 milliards de dollars ou 22 pour cent en 2021); et le carburant diesel et les distillats de notre secteur en aval de 11,5 milliards de dollars ou 17 pour cent des produits consolidés (6,4 milliards de dollars ou 14 pour cent en 2021).

ACTIVITÉS EN AMONT

Sables bitumineux

Au 31 décembre 2022, Cenovus disposait de droits liés au bitume et au pétrole lourd visant environ 1,6 million d'acres brutes (1,6 million d'acres nettes) dans les régions d'Athabasca et de Cold Lake, dans le nord de l'Alberta et en Saskatchewan, ainsi que du droit exclusif de prendre à bail 603 mille acres brutes supplémentaires sur le polygone de tir aérien de Cold Lake, une base militaire active.

Démarche en matière de développement

Cenovus a recours à la technologie de drainage par gravité au moyen de vapeur (« DGMV ») pour récupérer le bitume. La société n'utilise aucune technique d'extraction et n'a aucune réserve de bitume qui nécessite des techniques d'extraction pour récupérer le bitume. Le DGMV consiste à injecter de la vapeur dans le réservoir pour permettre au bitume d'être pompé jusqu'à la surface.

Pour ses actifs de pétrole lourd classique de Lloydminster, la société a recours à une combinaison de technologies de production dont le procédé de production à froid de pétrole lourd avec sable (« CHOPS »), les puits horizontaux et la récupération assistée

des hydrocarbures (« RAH »). La RAH consiste en une meilleure récupération des hydrocarbures d'un gisement de pétrole brut par des moyens artificiels ou par l'utilisation d'énergie extrinsèque au gisement.

Technologie

Cenovus met à profit l'innovation et la technologie dans l'ensemble de ses activités pour contribuer à réduire son impact sur l'environnement, mettre à niveau les outils et les processus qu'elle utilise dans ses activités quotidiennes, maximiser son rendement financier et améliorer la valeur de ses produits. En outre, la société recherche des occasions pour collaborer avec d'autres et accélérer le développement de technologies pour réduire son impact sur les ressources aériennes, terrestres et hydriques.

Foster Creek

Cenovus détient une participation directe de 100 pour cent dans Foster Creek, qui est situé sur le polygone de tir aérien de Cold Lake, à 72 kilomètres au nord-ouest de Cold Lake, en Alberta. La production de Foster Creek est faite à partir de la formation McMurray, dans un réservoir d'une profondeur maximale de 500 mètres, au moyen de la technologie DGMV.

La production de bitume de Foster Creek a été en moyenne de 191,0 mille barils par jour en 2022 (179,9 mille barils par jour en 2021).

Cenovus exploite une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel d'une capacité de 100 mégawatts à Foster Creek. La vapeur et l'électricité produites par la centrale sont utilisées dans les activités d'exploitation par DGMV et l'électricité produite excédentaire est vendue au réseau électrique de l'Alberta.

En décembre 2022, Cenovus a reçu l'approbation des organismes de réglementation pour développer l'actif Ipiatik dans la zone Foster Creek. Cenovus a une participation directe de 90 pour cent dans l'actif Ipiatik, dont le réservoir a une profondeur maximale de 505 mètres. L'actif Ipiatik fournira des charges d'alimentation futures en bitume à l'usine de Foster Creek. La construction de la plateforme devrait commencer en 2024, et la première injection de vapeur devrait être faite en 2029.

Christina Lake

Cenovus détient une participation directe de 100 pour cent dans Christina Lake, qui est situé à environ 150 kilomètres au sud-est de Fort McMurray, en Alberta. La production de Christina Lake est faite à partir de la formation McMurray, dans un réservoir d'une profondeur maximale de 375 mètres, au moyen de la technologie DGMV.

La production de bitume de Christina Lake a été en moyenne de 246,5 mille barils par jour en 2022 (236,8 mille barils par jour en 2021).

Cenovus exploite une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel d'une capacité de 100 mégawatts à Christina Lake. La vapeur et l'électricité produites par la centrale sont utilisées dans les activités d'exploitation par DGMV et l'électricité produite excédentaire est vendue au réseau électrique de l'Alberta.

Cenovus détient une participation directe de 100 pour cent dans Narrows Lake, qui est situé à proximité de Christina Lake et qui possède un réservoir d'une profondeur maximale de 375 mètres. En 2021, le raccordement du champ de Narrows Lake à l'usine de Christina Lake a commencé et les travaux se sont poursuivis en 2022. L'expansion de la zone de développement de Christina Lake pour inclure Narrows Lake offrira des emplacements futurs supplémentaires de plateformes de maintien pour des charges d'alimentation destinées à l'usine de Christina Lake. La première vapeur devrait être tirée de Narrows Lake en 2025.

Sunrise

Le 31 août 2022, Cenovus a acquis de BP Canada la participation résiduelle de 50 pour cent dans Sunrise, en devenant ainsi le propriétaire exclusif. Sunrise est situé à environ 60 kilomètres au nord-est de Fort McMurray, en Alberta. La production de Sunrise est faite à partir de la formation McMurray, dans un réservoir d'une profondeur maximale de 200 mètres, au moyen de la technologie DGMV. En 2022, la production de bitume de Sunrise a été en moyenne de 31,3 mille barils par jour (25,9 mille barils par jour en 2021). Après l'acquisition de Sunrise, la production de bitume a été en moyenne de 45,3 mille barils par jour entre le 1^{er} septembre 2022 et le 31 décembre 2022.

Production thermique de Lloydminster

L'installation thermique de Lloydminster est composée de 12 usines à production thermique qui produisent du bitume et sont détenues en propriété exclusive par Cenovus. Les usines sont situées dans la région de Lloydminster, en Saskatchewan. Chaque usine compte un certain nombre de plateformes de production et a recours à la technologie DGMV. L'usine thermique de Spruce Lake North a débuté la production de pétrole en septembre 2022. La production a été en moyenne de 12,0 mille barils par jour au cours du quatrième trimestre. La production totale de bitume des installations thermiques de Lloydminster a été en moyenne de 99,9 mille barils par jour en 2022 (97,7 mille barils par jour en 2021).

Pétrole lourd classique de Lloydminster

Les actifs de pétrole lourd classique de Lloydminster utilisent une combinaison de technologies de production, y compris le procédé CHOPS, les puits horizontaux et la RAH, dans la région de Lloydminster de l'Alberta et de la Saskatchewan. La production de pétrole lourd a été en moyenne de 16,3 mille barils par jour en 2022 (20,2 mille barils par jour en 2021) et la production de gaz naturel classique a été en moyenne de 9,9 Mpi³ par jour en 2022 (10,6 Mpi³ par jour en 2021).

Husky Midstream Limited Partnership

La société possède conjointement HMLP et en est l'exploitante. HMLP possède des actifs intermédiaires, y compris des actifs de pipelines et de stockage et d'autres actifs d'infrastructure accessoires, en Alberta et en Saskatchewan. La société détient une participation de 35 pour cent dans HMLP, Power Assets Holdings Ltd., une participation de 49 pour cent, et CK Infrastructure Holdings Ltd., une participation de 16 pour cent. HMLP possède un pipeline d'environ 2 300 kilomètres situé dans la région de Lloydminster et des réservoirs de stockage d'une capacité de 5,9 millions de barils situés à Hardisty et à Lloydminster. Les actifs jouent un rôle intégral dans le transport de la production de pétrole brut vers les marchés finaux en fournissant des raccordements vers l'usine de valorisation de Lloydminster et la raffinerie de Lloydminster ainsi que vers les pipelines et les terminaux de tiers par l'intermédiaire du terminal de Hardisty.

Le terminal de Lloydminster, dont la capacité de stockage totalise 1,0 million de barils, sert de carrefour pour les réseaux de collecte. Le réseau de pipelines transporte le pétrole brut lourd mélangé au terminal de Lloydminster pour livraison à l'usine de valorisation de Lloydminster et à la raffinerie de Lloydminster de la société. Le pétrole brut lourd mélangé provenant du champ ainsi que le pétrole brut synthétique provenant des activités de valorisation sont transportés en direction sud à Hardisty, en Alberta, à un point de branchement avec les principales conduites d'exportation.

Le terminal Hardisty, dont la capacité de stockage totalise 4,9 millions de barils, agit comme carrefour de mélanges exclusifs pour le WCS, le plus important élément pour la fixation du prix de référence du pétrole lourd en Amérique du Nord.

En outre, HMLP est propriétaire de l'usine de traitement de gaz d'Ansell Corser située dans le centre-ouest de l'Alberta, qui est exploitée par Cenovus. L'usine de traitement de gaz a une capacité de traitement de 120 Mpi³ par jour et soutient notre secteur Classique.

HMLP a son propre conseil d'administration et du financement indépendant qui soutient à la fois les projets de croissance en construction et les expansions futures prévues.

Classique

Les actifs classiques de Cenovus comprennent des terrains d'une superficie d'environ 6,4 millions d'acres nettes et sont assortis d'une participation directe moyenne de 82 pour cent. De plus, les actifs classiques comprennent des participations dans de nombreuses installations de traitement de gaz naturel dotées d'une capacité de traitement nette estimative de 1,2 Gpi³ par jour.

Elmworth-Wapiti

Cenovus est l'un des plus importants producteurs de la zone d'Elmworth-Wapiti, située au nord-ouest de l'Alberta et au nord-est de la Colombie-Britannique. Au 31 décembre 2022, Cenovus détenait les droits de tenure à bail sur environ 1,2 million d'acres nettes dans cette zone.

Plus de 10 formations cibles contribuent au potentiel de production de la zone d'Elmworth-Wapiti, les plus prometteuses étant celles de Falher et Dunvegan, dont les réservoirs ont une profondeur maximale de 3 000 mètres. Il s'agit d'un secteur mature qui a été développé par le passé à l'aide de la technologie de forage vertical classique. Cenovus a orienté ses programmes de développement vers le forage horizontal afin d'exploiter le fort potentiel en ressources inhérent aux zones pétrolières de sable peu perméable.

La principale installation de traitement dans la zone est l'installation d'Elmworth exploitée par Cenovus. La société détient des participations directes appréciables dans quatre autres installations de traitement de gaz naturel importantes de la région.

Le 28 février 2022, Cenovus a vendu ses actifs de Wembley dans la zone Elmworth pour un produit net de 221 millions de dollars.

Production nette pour la zone d'Elmworth-Wapiti	2022	2021
Pétrole brut léger (kb/j)	1,8	1,7
LGN (kb/j)	8,0	8,1
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	144,7	151,5
Production totale (kbep/j)	33,9	35,1

Kaybob-Edson

Au 31 décembre 2022, Cenovus détenait les droits de tenure à bail sur environ 1,0 million d'acres nettes dans la zone de Kaybob-Edson, située au centre-ouest de l'Alberta. La cible de développement vise les formations du Crétacé dont les réservoirs ont des profondeurs allant de 2 500 à 3 200 mètres. Cenovus possède et exploite deux importantes installations de gaz naturel dans la région, les usines de Peco et de Wolf, en plus de posséder une participation directe considérable dans deux autres installations importantes de traitement de gaz naturel dans la région. L'usine d'Ansell Corser est détenue par HMLP et exploitée par Cenovus.

Production nette pour la zone de Kaybob-Edson	2022	2021
Pétrole brut léger (kb/j)	1,1	1,1
LGN (kb/j)	7,2	7,4
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	237,7	240,2
Production totale (kbep/j)	47,9	48,6

Clearwater

La zone de Clearwater est située au centre-ouest de l'Alberta, au sud de la zone de Kaybob-Edson. Au 31 décembre 2022, Cenovus détenait les droits de tenure à bail sur environ 0,6 million d'acres nettes. Les actifs de Cenovus dans la zone de Clearwater ciblent les formations du Crétacé et du Jurassique dont les réservoirs ont des profondeurs allant de 1 790 à 3 000 mètres et qui produisent à la fois des LGN et du gaz naturel. Il s'agit d'un secteur mature qui a été développé par le passé à l'aide de la technologie de forage vertical classique, où se déroulent plusieurs programmes de développement de forage horizontal à plus faibles risques de Cenovus. Cenovus exploite dans la zone deux importantes installations de traitement de gaz naturel, soit les usines de Sand Creek et d'Alder.

Production nette pour la zone de Clearwater	2022	2021
Pétrole brut léger (kb/j)	2,2	2,3
LGN (kb/j)	5,3	7,2
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	101,5	119,0
Production totale (kbep/j)	24,4	29,3

Rainbow Lake

Les actifs de Rainbow Lake sont situés à environ 900 kilomètres au nord-ouest d'Edmonton, en Alberta. Au 31 décembre 2022, Cenovus détenait les droits de tenure à bail sur environ 0,4 million d'acres nettes. Rainbow Lake comprend deux zones distinctes, Rainbow Lake et Bivouac, et les actifs comprennent deux usines de gaz naturel, de multiples installations sur les champs et des stations satellites, et plus de 1 100 kilomètres de pipelines pour les activités de collecte, d'injection et d'élimination. La majorité de la production des actifs provient de Rainbow Lake, principalement des formations du Dévonien profond, comme Keg River et Muskeg, dont les réservoirs ont des profondeurs allant de 1 700 à 2 000 mètres. La zone de Bivouac produit principalement du gaz non corrosif de la formation Jean Marie, dont le réservoir a une profondeur maximale de 1 400 mètres.

Production nette pour la zone de Rainbow Lake	2022	2021
Pétrole brut léger (kb/j)	2,4	3,2
LGN (kb/j)	3,3	2,9
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	92,2	87,0
Production totale (kbep/j)	21,0	20,6

La société détient une participation de 50 pour cent dans une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel d'une capacité de 90 mégawatts située à proximité de son usine de traitement de Rainbow Lake. La centrale de cogénération produit de l'électricité et de la vapeur pour l'usine de traitement de Rainbow Lake, et l'électricité supplémentaire produite est vendue au réseau électrique de l'Alberta.

Activités extracôtières

Asie-Pacifique

Chine

Projet gazier Liwan

Le projet gazier Liwan est situé à environ 300 kilomètres au sud-est de la Région administrative spéciale de Hong Kong et est le premier projet gazier en eaux profondes au large de la Chine. Le projet gazier Liwan comprend les découvertes de gaz naturel dans les champs Liwan 3-1, Liuhua 34-2 et Liuhua 29-1 dans le secteur à contrat 29/26 situé dans le bassin exutoire de la rivière des Perles de la mer de Chine méridionale. Cenovus détient une participation directe de 49 pour cent dans les champs Liwan 3-1 et Liuhua 34-2 et une participation directe de 75 pour cent dans le champ Liuhua 29-1. Le reste des participations directes est détenu par China National Offshore Oil Corporation, par l'intermédiaire de filiales (« CNOOC »).

Les champs Liwan 3-1, Liuhua 34-2 et Liuhua 29-1 partagent un réseau de production sous-marin et des infrastructures de transport par pipeline sous-marin et de traitement de gaz sur la côte. Cenovus est l'exploitant de l'infrastructure en eaux profondes et CNOOC exploite les installations en eaux peu profondes, y compris la plateforme, le pipeline sous-marin jusqu'à la côte et l'usine de gaz de Gaolan située sur la côte (« UGGC »). L'UGGC extrait les condensats et les LGN, les comprime et transporte le gaz naturel vers les marchés commerciaux de la Chine continentale.

En 2022, la quote-part de la participation directe de la société dans la production tirée du projet gazier Liwan s'est élevée à 230,1 Mpi³ par jour de gaz naturel classique et à 9,8 mille barils par jour de LGN (244,1 Mpi³ par jour de gaz naturel classique et 10,0 mille barils par jour de LGN en 2021).

Bloc 15/33

La société détient un contrat de partage de production (« CPP ») visant le bloc 15/33 situé dans le bassin exutoire de la rivière des Perles de la mer de Chine méridionale, à l'est de la péninsule de Leizhou et à environ 140 kilomètres au sud-est de la Région administrative spéciale de Hong Kong. Cenovus est l'exploitant du bloc et détient une participation directe exclusive dans celui-ci.

En 2022, Cenovus a décidé de ne pas financer le développement du bloc 15/33 en Chine.

Bloc 16/25

La société détient un CPP visant le bloc 16/25, situé dans le bassin exutoire de la rivière des Perles de la mer de Chine méridionale, à l'est de la péninsule de Leizhou, à environ 150 kilomètres au sud-est de la Région administrative spéciale de Hong Kong. La société est l'exploitant du bloc pendant la phase d'exploration et détient une participation directe exclusive dans celui-ci pendant cette phase.

En 2021, la société et CNOOC ont signé une convention de modification aux termes de laquelle la première phase de la période d'exploration a été prolongée jusqu'au 31 décembre 2022. À la fin de 2022, aucune décision n'avait été prise visant la résiliation du CPP. Des discussions sont en cours relativement à la construction du puits d'exploration obligatoire restant dans une zone convenue par toutes les parties.

Bloc 23/07

Cenovus détenait un CPP visant le bloc d'exploration 23/07 dans la région du golfe de Tonkin dans la mer de Chine méridionale, à l'ouest de la péninsule de Leizhou. Le CPP a été résilié en 2022.

Taiwan

Bloc DW-1

La société et CPC Corporation détiennent, conformément à une convention de coentreprise, des droits visant un bloc d'exploration d'une superficie d'environ 7 700 kilomètres carrés situé au sud-ouest des côtes de l'île de Taiwan. La société détient une participation directe de 75 pour cent pendant la phase d'exploration. CPC Corporation a le droit de participer à tout programme de développement futur jusqu'à concurrence d'une participation de 50 pour cent en payant sa quote-part des frais de développement. En 2022, la période d'exploration sismique tridimensionnelle a été prolongée de deux ans et prendra fin le 17 décembre 2024.

Indonésie

Détroit de Madura

La société détient une participation de 40 pour cent dans la coentreprise HCML, qui détient le CPP du détroit de Madura couvrant une superficie d'environ 2 500 kilomètres carrés dans la zone du détroit de Madura, située au large du Java oriental, en Indonésie.

Le détroit de Madura comprend les champs en eaux peu profondes BD, MBH et MDA, qui sont en production. Il comprend également les champs en eaux peu profondes MAC et MDK, qui sont en cours de développement et dont la production devrait commencer en 2023 et en 2025, respectivement.

En 2022, la quote-part de la participation directe de la société dans la production était de 47,6 Mpi³ par jour de gaz naturel classique et de 2,6 mille barils par jour de condensats (41,2 Mpi³ par jour et 2,7 mille barils par jour, respectivement, en 2021).

Liman

La société a signé un CPP en décembre 2021 avec le gouvernement de l'Indonésie pour la zone contractuelle de Liman, qui est située sur les côtes du Java oriental, en Indonésie. La société détient une participation directe exclusive pendant la phase d'exploration. Pertamina, société d'état indonésienne, a le droit d'exploiter, dans le cadre d'un commerce interentreprise, jusqu'à 15 pour cent du CPP, conformément à la réglementation gouvernementale.

Atlantique

Canada

Champ Terra Nova

Le champ Terra Nova est situé à environ 350 kilomètres au sud-est de St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador, dans le bassin Jeanne d'Arc. Le champ Terra Nova est divisé en trois zones distinctes, soit les zones Graben, East Flank et Far East. Cenovus a une participation directe de 34 pour cent dans le champ Terra Nova, dont elle n'est pas l'exploitant. Les activités de production au champ Terra Nova sont suspendues depuis décembre 2019. En septembre 2021, Cenovus et ses partenaires ont finalisé des ententes (la « restructuration du projet Atlantique ») visant la restructuration de sa participation directe dans le champ Terra Nova, portant la participation directe de Cenovus de 13 pour cent à 34 pour cent et, s'il était décidé de redémarrer le projet West White Rose, qui réduirait la participation directe de la société dans le champ White Rose. Les ententes comprenaient la décision d'aller de l'avant avec le projet de prolongement de la durée d'utilité des actifs, qui devrait prolonger la durée de production d'environ 10 ans et produire 70 millions de barils supplémentaires, dont 23,8 millions de barils revenant à Cenovus. La production au champ Terra Nova devrait reprendre au cours du deuxième trimestre de 2023.

Champ White Rose et extensions satellites

Le champ White Rose est situé à environ 350 kilomètres à l'est de la côte de Terre-Neuve-et-Labrador, dans le flanc est du bassin Jeanne d'Arc. La société est l'exploitant du champ principal White Rose et des raccords satellites, dont les extensions North Amethyst, West White Rose et South White Rose. Les extensions North Amethyst et South White Rose ont été développées au moyen d'une infrastructure de raccordements sous-marins, la production étant acheminée à l'unité flottage de production, de stockage et de déchargement en mer (« FPSD ») SeaRose.

Le projet West White Rose est conçu pour utiliser une plateforme de forage et de tête de puits pour accéder à des ressources à l'ouest du champ principal et sa production sera également acheminée à l'unité FPSD SeaRose. Le 31 mai 2022, Cenovus et ses partenaires ont annoncé le redémarrage du projet West White Rose au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador. Dans le cadre du plan de restructuration du projet Atlantique de 2021, la décision de redémarrer le projet West White Rose le 31 mai 2022 a entraîné le transfert d'une participation directe de 12,5 pour cent dans le champ White Rose et les extensions satellites de Cenovus à Suncor, réduisant ainsi la participation directe de Cenovus à 60 pour cent dans le champ principal et à 56,375 pour cent dans les extensions satellites. Le projet West White Rose devrait atteindre une production maximale de 80 mille barils par jour (45 mille barils par jour revenant à Cenovus), et la production débutera au cours du premier semestre de 2026.

En 2022, la production de pétrole brut léger a été en moyenne de 11,6 mille barils par jour (14,1 mille barils par jour en 2021).

Exploration sur la côte Est

La société détient des participations directes variant entre six pour cent et 100 pour cent dans de nombreuses zones de découvertes et entre 22 pour cent et 100 pour cent dans des permis d'exploration dans les régions du bassin Jeanne d'Arc, de l'île de Baffin et de l'est de Terre-Neuve-et-Labrador. Le 31 août 2022, Cenovus a conclu l'acquisition de Sunrise et a vendu sa position de 35 pour cent dans le projet non développé de Bay du Nord, au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador, qui comprend les découvertes Bay de Verde, Baccalieu, Harpoon et Mizzen dans le bassin Flemish Pass.

ACTIVITÉS EN AMONT

Fabrication au Canada

Le tableau qui suit résume les résultats d'exploitation clés des actifs :

	2022	2021
Capacité de production de pétrole brut lourd (kb/j)	110,5	110,5
Usine de valorisation de Lloydminster	81,5	81,5
Raffinerie de Lloydminster	29,0	29,0
Production de pétrole brut lourd (kb/j)	92,9	106,5
Usine de valorisation de Lloydminster	68,7	79,0
Raffinerie de Lloydminster	24,2	27,5
Taux d'utilisation du pétrole brut¹⁾ (%)	84	96
Production de produits raffinés²⁾ (kb/j)	93,4	107,9
Distillats	9,3	10,0
Pétrole brut synthétique	46,0	54,9
Asphalte	13,5	15,5
Autre	24,6	27,5
Activités de transport ferroviaire de pétrole brut		
Volumes de chargement ³⁾ (kb/j)	1,8	12,1
Production d'éthanol (millions de litres/j)	0,8	0,7
Volumes de vente de carburant⁴⁾⁵⁾ (millions de litres/j)	6,2	6,9
Essence	2,0	2,6
Carburant diesel	4,2	4,2
Gaz de pétrole liquéfié	—	0,1

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) Comprend la production de produits raffinés à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster.

3) Volumes transportés à l'extérieur de l'Alberta.

4) Les volumes de vente de carburant totaux comprennent les anciennes activités liées à la vente au détail et le reste des activités liées aux carburants commerciaux. Pour la période allant du 14 septembre 2022 au 31 décembre 2022, les activités liées aux carburants commerciaux ont affiché en moyenne des volumes de vente de 0,7 million de litres par jour d'essence et de 4,6 millions de litres par jour de carburant diesel, pour des volumes de vente totaux de 5,3 millions de litres par jour.

5) Les volumes de vente de carburant comprennent la vente de produits de pétrole raffinés achetés de tiers et ceux produits à notre usine de valorisation de Lloydminster.

Usine de valorisation de Lloydminster

L'usine de valorisation de Lloydminster, située à l'extérieur de Lloydminster, en Saskatchewan, est conçue pour traiter une charge d'alimentation de pétrole brut lourd mélangé (y compris du bitume) en vue de créer le mélange synthétique de Husky (« MSH »), du carburant diesel à très faible teneur en soufre et d'autres produits accessoires. En outre, l'usine de valorisation récupère le diluant de la charge d'alimentation et le réutilise dans les actifs de production de pétrole brut lourd de la société et dans le transport. Le pétrole brut synthétique sert de charge d'alimentation pour les raffineries en vue de la production de carburants de transport au Canada et aux États-Unis.

Raffinerie de Lloydminster

La raffinerie de Lloydminster, située à Lloydminster, en Alberta, traite le pétrole brut lourd mélangé et en fait des produits d'asphalte utilisés dans la construction et l'entretien des routes. Elle produit aussi du condensat, des distillats en vrac et des produits industriels. Le condensat est retiré et recirculé dans le réseau de pipelines de HMLP et sert de diluant. Les distillats sont transférés à l'usine de valorisation de Lloydminster et mélangés au flux de MSH ou vendus en tant que produits industriels. Les produits industriels sont un mélange de flux de distillats moyens et légers et de gasoil sous vide qui sont généralement vendus directement aux clients, sous forme de charge d'alimentation de raffinerie ou de fluides de forage et de fracturation de puits ou utilisés sous forme d'asphalte fluidifié et d'émulsions d'asphalte.

En raison de la demande saisonnière pour les produits d'asphalte, bon nombre de raffineries d'asphalte sont habituellement exploitées à leur pleine capacité uniquement pendant la saison habituelle de pavage au Canada et au nord des États-Unis. La société a élaboré diverses stratégies afin d'augmenter la capacité de production de la raffinerie pendant les autres mois de l'année, comme l'augmentation de la capacité de stockage et l'expansion des marchés aux États-Unis pour les produits d'asphalte. La raffinerie de Lloydminster peut ainsi poursuivre l'exploitation à sa pleine capacité ou presque pendant toute l'année.

En sus des ventes effectuées directement à partir de la raffinerie de Lloydminster, la société possède un réseau de distribution d'asphalte qui consiste en quatre terminaux d'asphalte situés à : Kamloops; en Colombie-Britannique; à Edmonton, en Alberta; à Yorkton, en Saskatchewan; et à Winnipeg, au Manitoba. La société possède aussi une usine d'émulsion située à Saskatoon, en Saskatchewan.

Terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim

La société détient une installation de chargement de transport ferroviaire de pétrole brut situé près d'Edmonton, en Alberta. Le terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim a une capacité de stockage de 240,0 mille barils et une capacité de chargement de 120,0 mille barils par jour et fait partie de la stratégie de la société pour créer des options de transport supplémentaires pour nos produits et est conçu pour nous aider à obtenir des prix mondiaux pour notre production de pétrole brut. La société a retenu les services d'un tiers fournisseur de services pour l'aider à exploiter le terminal ferroviaire. La société loue une flotte de wagons porte-bobines et de wagons isolés pour transporter nos produits de façon sécuritaire jusqu'aux marchés.

Usines d'éthanol

La société détient et exploite deux usines d'éthanol, qui sont situées à Lloydminster, en Saskatchewan, et à Minnedosa, au Manitoba. De l'éthanol de qualité carburant est produit à partir de charges d'alimentation à base de grains. Chaque usine d'éthanol a une capacité nominale annuelle de 130 millions de litres.

L'usine d'éthanol de Lloydminster capture du dioxyde de carbone en vue de l'utiliser dans les actifs de pétrole lourd classique, et l'éthanol produit à l'usine est considéré comme à faible intensité de carbone. La société fait progresser le programme de capture et de séquestration de carbone à son usine d'éthanol de Minnedosa afin qu'elle produise également de l'éthanol à faible intensité de carbone.

Activités liées aux carburants commerciaux

En septembre 2022, Cenovus a vendu la majorité de son réseau de vente au détail de carburant en vendant 337 stations d'essence. Cenovus a conservé ses activités liées aux carburants commerciaux, qui comprennent environ 170 emplacements à carte d'accès, installations de stockage en vrac ou centres de services de voyage. Le modèle d'exploitation commerciale de Cenovus offre un équilibre entre les emplacements appartenant à la société et exploités par des commerçants et les emplacements sous enseigne appartenant à des commerçants et exploités par eux. Le réseau est composé de centres de service de voyage et d'installations de cartes d'accès qui servent les marchés urbains et ruraux partout au Canada, alors que nos distributeurs de gros offrent des ventes directes aux marchés commerciaux et agricoles dans les provinces des Prairies.

Le tableau qui suit indique le nombre d'emplacements par province au 31 décembre 2022 :

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouvelle-Écosse	Total
Emplacements à carte d'accès	34	24	4	7	24	6	1	100
Installations de stockage en vrac	3	8	2	1	—	—	—	14
Centres de voyage ¹⁾	15	16	3	3	19	—	—	56
Total	52	48	9	11	43	6	1	170

1) Comprend cinq emplacements de vente au détail.

Fabrication aux États-Unis

Le tableau suivant résume les résultats d'exploitation clés des raffineries :

	2022	2021
Capacité de production de pétrole brut (kb/j)	552,5	502,5
Raffinerie de Lima	175,0	175,0
Raffinerie de Superior ¹⁾	50,0	—
Raffinerie de Toledo ²⁾	80,0	80,0
Raffineries de Wood River et de Borger ²⁾	247,5	247,5
Production de pétrole brut (kb/j)	400,8	401,5
Raffinerie de Lima	157,9	126,9
Raffinerie de Toledo ²⁾	36,3	69,9
Raffineries de Wood River et de Borger ²⁾	206,6	204,7
Production par produit (kb/j)		
Pétrole brut lourd	116,1	138,7
Pétrole brut léger et moyen	284,7	262,8
Taux d'utilisation du pétrole brut³⁾ (%)	80	80
Production de produits raffinés (kb/j)	420,5	418,6
Essence	200,0	205,3
Distillats	153,5	145,3
Autre	67,0	68,0

1) La raffinerie de Superior a été remise en service en décembre 2022. La capacité autorisée est de 50,0 kb/j n'est pas incluse dans le calcul de l'utilisation de pétrole brut.

2) Représente la participation de 50 pour cent de Cenovus dans les raffineries de Wood River, de Borger et de Toledo.

3) Fondé sur la capacité de la plateforme nommée de pétrole brut. Exclut la capacité autorisée de Superior.

Raffinerie de Lima

La raffinerie de Lima est située à Lima, en Ohio, à environ 150 kilomètres au nord-ouest de Columbus, en Ohio. La raffinerie de Lima traite des charges d'alimentation composées de pétrole brut léger non corrosif et de pétrole brut lourd provenant des États-Unis et du Canada, y compris du pétrole brut synthétique canadien, dont le MSH produit par l'usine de valorisation de Lloydminster. La raffinerie de Lima produit de l'essence à faible teneur en soufre, des charges d'alimentation d'essence mélangée, du carburant diesel à très faible teneur en soufre, du carburant aviation, des charges d'alimentation pétrochimiques et d'autres sous-produits. Les charges d'alimentation sont acheminées aux pipelines Mid-Valley et Marathon et les produits raffinés sont transportés par les réseaux de pipelines Buckeye, Inland et Energy Transfer Partners et par transport ferroviaire principalement en direction des marchés de l'Ohio, de l'Illinois, de l'Indiana, de la Pennsylvanie et du sud du Michigan.

En 2022, la production à la raffinerie de Lima s'est établie en moyenne à 77,4 mille barils par jour d'essence, à 65,0 mille barils par jour de distillats et à 21,4 mille barils par jour d'autres produits (62,2 mille barils par jour, 50,7 mille barils par jour et 18,3 mille barils par jour, respectivement, en 2021). Environ 13 pour cent du pétrole brut traité à la raffinerie de Lima était composé de pétrole brut lourd canadien en 2022 (huit pour cent en 2021).

Raffinerie de Toledo

La raffinerie de Toledo est située près de Toledo, en Ohio. Les produits de la raffinerie comprennent l'essence, le carburant diesel, le carburéacteur et d'autres produits. Une partie de la capacité de la raffinerie de Toledo est utilisée pour traiter du pétrole brut à indice acide élevé pour soutenir la production de Sunrise. Les charges d'alimentation sont reçues au moyen des pipelines Mid-Valley, Marathon et Enbridge Mainline et les produits raffinés sont transportés par les réseaux de pipelines Buckeye, Inland et Energy Transfer Partners et par barge et transport ferroviaire en direction des marchés principaux de l'Ohio, de l'Illinois, de l'Indiana, de la Pennsylvanie et du sud du Michigan.

Le 8 août 2022, Cenovus a annoncé une entente visant l'achat de la participation résiduelle de 50 pour cent dans la raffinerie de Toledo auprès de BP, ce qui donne à Cenovus la propriété complète de l'installation et rehausse l'intégration de ses capacités de raffinage et de production de pétrole lourd. L'opération devrait se conclure à la fin de février 2023.

Le 20 septembre 2022, un incident s'est produit à la raffinerie de Toledo. La raffinerie est fermée, dans un état sécuritaire. En 2022, la production de la raffinerie de Toledo a été en moyenne de 21,8 mille barils par jour d'essence, de 11,9 mille barils par jour de distillats et de 6,0 mille barils par jour d'autres produits (42,5 mille barils par jour, 22,6 mille barils par jour et 9,7 mille barils par jour, respectivement, en 2021). Environ 43 pour cent du pétrole brut lourd traité à la raffinerie de Toledo en 2022 provenait du Canada et environ 5 pour cent, des États-Unis (38 pour cent et 11 pour cent, respectivement, en 2021).

Raffinerie de Wood River

La raffinerie de Wood River figure dans le peloton de tête des quelque 130 raffineries américaines les plus performantes en ce qui a trait à la capacité totale de traitement de pétrole brut. Elle est située à Roxana, en Illinois, environ 25 kilomètres au nord-est de St. Louis, au Missouri. La raffinerie de Wood River traite du pétrole brut léger à faible teneur en soufre et du pétrole brut lourd à haute teneur en soufre qu'elle reçoit des réseaux de pipelines Keystone, Capline, Ozark et Capwood pour produire de l'essence, du carburant diesel, du carburéacteur, des charges d'alimentation pétrochimiques ainsi que du coke de pétrole et de l'asphalte. L'essence, le carburant diesel et le carburéacteur sont transportés par les réseaux de pipelines Explorer, Buckeye et Marathon aux marchés du haut du Midwest des États-Unis. D'autres produits sont transportés par pipeline, camion, barge et wagon vers différents marchés.

En décembre 2022, un incident s'est produit à la raffinerie de Wood River qui a entraîné une réduction du volume de production. L'utilisation de pétrole brut augmente de façon régulière depuis la première semaine de janvier 2023, et la raffinerie est actuellement exploitée à des niveaux se rapprochant du volume de production habituel. La raffinerie devrait être exploitée à sa capacité habituelle au cours du deuxième trimestre de 2023. En 2022, la capacité totale déclarée de traitement de pétrole brut de la raffinerie de Wood River était de 346,0 mille barils par jour. En 2022, la quote-part de Cenovus de la production de la raffinerie de Wood River s'est établie en moyenne à 64,9 mille barils par jour d'essence, à 49,0 mille barils par jour de distillats et à 31,7 mille barils par jour d'autres produits (65,9 mille barils par jour, 47,1 mille barils par jour et 33,2 mille barils par jour, respectivement, en 2021).

Raffinerie de Borger

La raffinerie de Borger est située à Borger, au Texas, environ 80 kilomètres au nord d'Amarillo, au Texas. Elle traite principalement du pétrole brut moyen et du pétrole brut lourd à haute teneur en soufre qu'elle reçoit de réseaux de pipelines WA/80 et Borger Express pour produire de l'essence, du carburant diesel, du carburéacteur ainsi que des solvants et d'autres produits. Les produits raffinés sont transportés par les réseaux de pipelines Denver, Powder River, Amarillo et Gold Line et par camion et transport ferroviaire vers les marchés du Texas, du Nouveau-Mexique, du Colorado et du centre du continent aux États-Unis.

En 2022, la capacité totale déclarée de traitement de pétrole brut de la raffinerie de Borger était de 149,0 mille barils par jour. En 2022, la quote-part de Cenovus de la production de la raffinerie de Borger s'est établie en moyenne à 35,9 mille barils par jour d'essence, à 27,6 mille barils par jour de distillats et à 7,9 mille barils par jour d'autres produits (34,7 mille barils par jour, 25,0 mille barils par jour et 6,8 mille barils par jour, respectivement, en 2021).

Raffinerie de Superior

La raffinerie de Superior est située à Superior, au Wisconsin, environ 250 kilomètres au nord-est de Minneapolis, au Minnesota. Le 26 avril 2018, un incident s'est produit à la raffinerie de Superior lors des préparatifs en vue d'une révision importante. En conséquence de l'incident, la raffinerie a cessé ses activités. Les travaux de reconstruction ont commencé en mars 2019, et les travaux pour la remise en service de la raffinerie ont commencé en décembre 2022 et se poursuivront au cours du premier trimestre de 2023. Cenovus a récupéré la majorité de l'investissement de reconstruction grâce à l'obtention du produit de l'assurance. La raffinerie compte des infrastructures connexes, dont cinq terminaux de stockage et de distribution situés de façon stratégique partout dans la région du nord des États-Unis. Veuillez vous reporter à la rubrique « Réseau de distribution et de stockage » ci-après pour obtenir de plus amples renseignements.

La raffinerie de Superior a une capacité autorisée déclarée de traitement de pétrole brut de 50,0 mille barils par jour, y compris une capacité de traitement de jusqu'à 34,0 mille barils par jour de pétrole lourd tout en produisant de l'asphalte, de l'essence et du carburant diesel.

Réseau de distribution et de stockage

La société a un réseau de stockage de produits raffinés et de distribution d'asphalte aux États-Unis composé de cinq terminaux. Ces terminaux comprennent : le terminal de produits de Superior, à Superior, au Wisconsin (où les produits raffinés y sont déchargés); le terminal de Duluth, à Duluth/Esko, au Minnesota (dont la capacité de stockage s'élève à 180,0 mille barils); le terminal maritime de Duluth, à Duluth, au Minnesota (dont la capacité de stockage est de 14,0 mille barils); le terminal d'asphalte de Rhinelander, à Rhinelander, au Wisconsin (dont la capacité de stockage est de 157,0 mille barils); et le terminal d'asphalte de Crookston, à Crookston, au Minnesota (dont la capacité de stockage est de 136,0 mille barils). En outre, la raffinerie de Superior a un réservoir d'une capacité de 2,6 millions de barils. La société commercialise aussi de l'asphalte provenant de terminaux exploités par des tiers dans les États du Minnesota, du Wisconsin et de l'Ohio.

CONCURRENCE

Une forte concurrence existe dans tous les aspects de l'industrie de l'énergie, y compris en ce qui a trait au recrutement et à la fidélisation de personnel compétent et expérimenté. Pour obtenir de plus amples renseignements sur la concurrence à laquelle Cenovus doit faire face, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion annuel de 2022 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle et pouvant être consultée sur SEDAR, au sedar.com, et sur EDGAR, au sec.gov (en anglais seulement).

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Toutes les phases des activités liées au pétrole brut, au gaz naturel, aux LGN et au raffinage sont assujetties à la réglementation environnementale suivant un ensemble de lois et de règlements fédéraux, provinciaux, territoriaux, étatiques, régionaux et municipaux dans les territoires dans lesquels Cenovus exerce ses activités. Pour obtenir de plus amples renseignements sur la réglementation environnementale touchant Cenovus, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion annuel de 2022 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle et pouvant être consultée sur SEDAR, au sedar.com, et sur EDGAR, au sec.gov (en anglais seulement).

CODE DE CONDUITE ET D'ÉTHIQUE COMMERCIALES

Les politiques et normes relatives à la conduite des affaires ont été établies par Cenovus dans le respect de la sécurité, de l'éthique et de la loi et d'une manière durable. L'engagement de Cenovus dans ces domaines se traduit par le code de conduite et d'éthique commerciales (le « Code »), qui est approuvé par le conseil d'administration, notre plus haut niveau de gouvernance. Le Code doit être observé par les administrateurs, dirigeants, employés et entrepreneurs de la société, qui doivent étudier régulièrement le Code afin de confirmer qu'ils comprennent leurs responsabilités individuelles et se conforment aux exigences du Code. Les fournisseurs qui mènent des activités pour Cenovus ou en son nom doivent passer le Code en revue et se conformer aux principes et aux lignes directrices qui y figurent. Le Code traite des attentes de Cenovus relativement à ses valeurs et à sa réputation, aux comportements intègres (y compris l'approche de la société en matière de lobbying et de défense d'intérêts publics), à l'utilisation responsable de l'information, au respect des lois et des règlements et à la dénonciation d'écarts au Code. Le Code utilise un langage simple et comprend un message du président et chef de la direction de Cenovus ainsi que des exemples qui illustrent les attentes représentées par le Code. Le Code peut être consulté facilement sur l'intranet de Cenovus et sur son site Web, au cenovus.com (en anglais seulement).

Politique en matière de durabilité

La politique en matière de durabilité de Cenovus traite de la conduite des affaires de façon à ce que les activités de la société soient menées de manière responsable, transparente et respectueuse et dans le respect des lois, règlements et normes sectorielles en vigueur dans les territoires où ces activités sont exercées. La politique en matière de durabilité aborde expressément les questions suivantes : la gouvernance et le leadership; les droits de la personne; l'environnement; la participation des parties prenantes; la réconciliation avec les Autochtones; et la participation à la collectivité et l'engagement envers celle-ci.

En ce qui concerne l'environnement, la politique en matière de durabilité prévoit que Cenovus reconnaît qu'il est important d'intégrer les questions environnementales à ses plans d'affaires, à ses décisions en matière de dépenses, à sa gestion du rendement, à son élaboration de projets, à ses activités, à ses communications et à ses relations avec les parties prenantes. La politique prévoit également qu'il est nécessaire de faire un suivi d'une vaste gamme de mesures environnementales et de produire des déclarations à cet égard en ce qui a trait à l'atténuation par Cenovus de son impact sur le climat, l'air, l'eau, la terre et la faune en investissant dans la technologie, en améliorant continuellement ses pratiques d'exploitation et en collaborant avec des tiers pour trouver des solutions novatrices en vue de minimiser l'impact de Cenovus sur l'environnement et de maximiser la valeur pour l'entreprise.

En ce qui concerne les aspects sociaux, la politique en matière de durabilité prévoit que Cenovus reconnaît qu'il est important de prioriser la santé et la sécurité de tous les travailleurs participant à ses activités ainsi que des résidents des collectivités dans lesquelles Cenovus travaille. En outre, elle souligne l'importance de traiter les travailleurs avec dignité, équité et respect afin de favoriser la création d'un milieu de travail inclusif et diversifié et témoigne de l'adhésion de Cenovus aux principes de la Déclaration universelle des droits de l'homme. La politique en matière de durabilité aborde également l'importance pour Cenovus de maintenir des relations positives avec les communautés autochtones et d'autres parties prenantes au moyen de communications empreintes d'honnêteté, de confiance et de respect en vue d'établir et d'entretenir des relations de longue durée mutuellement avantageuses. Dans cet esprit, et dans un effort pour créer des répercussions positives tant pour Cenovus que pour les collectivités dans lesquelles elle exerce ses activités, la politique en matière de durabilité reconnaît aussi l'importance des investissements que fait Cenovus dans les organismes et les initiatives qui améliorent la qualité de vie des personnes.

Renseignements supplémentaires sur les politiques

Outre le Code et la politique en matière de durabilité, Cenovus a établi d'autres politiques et pratiques, dont les politiques sur les droits de la personne et les relations avec les communautés autochtones, qui se rapportent dans certains cas aux aspects environnementaux ou sociaux de ses activités. La politique sur les droits de la personne officialise notre engagement envers le respect des droits de la personne, reflète nos valeurs et comportements et soutient l'exploitation durable de notre entreprise. La politique sur les relations avec les communautés autochtones vise à garantir que les relations avec les communautés autochtones dans l'ensemble de la société soient soutenues par une approche uniforme fondée sur le respect, l'honnêteté et l'intégrité. Les administrateurs, dirigeants, employés et entrepreneurs de Cenovus doivent régulièrement suivre une formation sur les politiques pour passer en revue la politique en matière de durabilité, le Code et d'autres politiques et normes clés et doivent s'engager à s'y conformer. Les parties prenantes, les employés et les entrepreneurs sont invités à signaler leurs préoccupations relatives à la conduite des affaires, y compris les violations des lois applicables ou d'une politique de Cenovus, au moyen de la ligne d'assistance de la société pour les questions d'intégrité, laquelle respecte l'anonymat. Les employés et les entrepreneurs peuvent également faire part de leurs préoccupations à leur superviseur, un responsable des ressources humaines ou un membre du comité d'enquête.

Les politiques mentionnées ci-dessus peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com (en anglais seulement), de même que le rapport ESG. Publié annuellement, le rapport ESG décrit les efforts de la direction et le rendement en matière de questions environnementales, sociales et de gouvernance revêtant de l'importance pour ses parties prenantes.

EMPLOYÉS

Le tableau qui suit résume la répartition des employés équivalents temps plein (« ETP ») de Cenovus au 31 décembre 2022 :

	2022
Activités en amont	2 766
Activités en aval	1 629
Entreprise ¹⁾	1 603
Total des employés ETP	5 998

1) Comprend les employés des services généraux et opérationnels, des finances et du risque, des services et ressources humaines, de la stratégie et du développement commercial, de la durabilité et de la mobilisation des parties prenantes, et des services juridiques.

Cenovus retient également les services d'entrepreneurs et de fournisseurs de services. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les risques liés aux employés et autres effectifs pouvant avoir une incidence sur Cenovus, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion annuel de 2022 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle et pouvant être consultée sur SEDAR, au sedar.com, et sur EDGAR, au sec.gov (en anglais seulement).

FACTEURS DE RISQUE

Un exposé des facteurs de risque peut être consulté à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion annuel de 2022 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle et pouvant être consultée sur SEDAR, au sedar.com, et sur EDGAR, au sec.gov (en anglais seulement).

DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ

À titre d'émetteur canadien, Cenovus est assujettie aux obligations d'information des autorités canadiennes en valeurs mobilières, y compris l'information relative aux réserves de la société, conformément au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement 51-101 »).

Au 31 décembre 2022, les réserves de la société étaient situées au Canada, en Chine et en Indonésie. Cenovus a retenu les services de deux évaluateurs de réserves qualifiés indépendants (« ERQI »), McDaniel & Associates Consultants Ltd. (« McDaniel ») et GLJ Ltd. (« GLJ »), pour qu'ils évaluent tous les ans la totalité de ses réserves prouvées et probables de bitume, de pétrole brut lourd, de pétrole brut léger et de pétrole brut moyen combiné (« pétrole léger et moyen »), de LGN, de gaz naturel classique et de gaz de schiste et préparent des rapports sur celles-ci. McDaniel a évalué environ 94 pour cent des réserves prouvées totales de Cenovus, situées au Canada (en Alberta, en Saskatchewan et à Terre-Neuve-et-Labrador), en Chine et en Indonésie. GLJ a évalué environ six pour cent des réserves prouvées totales de la société, situées en Alberta et en Colombie-Britannique, au Canada.

Le comité de la sécurité, de la durabilité et des réserves (le « comité SDR »), entièrement composé d'administrateurs indépendants, passe notamment en revue les compétences et la nomination des ERQI, les procédures suivies pour fournir l'information voulue aux ERQI et les procédures concernant la communication d'information relative aux activités pétrolières et gazières. Le comité SDR rencontre de façon indépendante la direction de Cenovus et chaque ERQI dans le but de déterminer si on leur a imposé des restrictions ayant limité leur capacité de fournir un rapport sur les données relatives aux réserves sans restriction. De plus, le comité SDR examine les données relatives aux réserves et le rapport des ERQI sur celles-ci et fournit au conseil une recommandation concernant l'approbation de l'information relative aux réserves.

La classification des réserves comme des réserves prouvées ou probables ne constitue qu'un effort de définition du niveau de certitude associé aux estimations. Il existe de nombreuses incertitudes inhérentes à l'estimation des quantités de réserves de pétrole. Il ne faut pas tenir pour acquis que les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs présentés dans les tableaux qui suivent représentent la juste valeur marchande des réserves. Rien ne garantit que les prix prévus et les hypothèses relatives aux coûts deviendront réalité, et les écarts pourraient être importants. Les lecteurs devraient lire les définitions et les renseignements figurant aux rubriques « Notes supplémentaires sur les tableaux des données relatives aux réserves », « Définitions » et « Hypothèses de prix » à la lumière l'information relative aux réserves. Les estimations des réserves fournies aux présentes sont des estimations uniquement, et rien ne garantit que les réserves estimatives seront récupérées. Les réserves réelles pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations communiquées. Pour obtenir de plus amples renseignements, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion annuel de 2022 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle et pouvant être consultée sur SEDAR, au sedar.com, et sur EDGAR, au sec.gov (en anglais seulement).

Les données relatives aux réserves et les autres renseignements relatifs aux activités pétrolières et gazières de Cenovus figurant dans la présente notice annuelle sont en date du 14 février 2023, avec prise d'effet le 31 décembre 2022. McDaniel et GLJ ont préparé les renseignements en date du 21 janvier 2023.

Données relatives aux réserves

Les données relatives aux réserves présentées résumant les réserves de bitume, de pétrole brut lourd, de pétrole léger et moyen, de LGN, de gaz naturel classique et de gaz de schiste de la société et ses réserves totales, ainsi que la valeur actualisée nette (« VAN ») et les produits des activités ordinaires nets futurs tirés de ces réserves. Les données relatives aux réserves sont calculées en fonction des prix et des coûts prévisionnels avant les provisions au titre des intérêts, des frais généraux et administratifs ou de l'incidence de toutes opérations de couverture. Les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs ont été présentées avant et après impôt.

Sommaire des réserves de pétrole et de gaz au 31 décembre 2022

Réserves brutes ¹⁾	Bitume ²⁾ (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ³⁾ (Gpi ³)	Total (Mbep)
Canada					
Prouvées					
Développées exploitées	1 012	17	51	1 253	1 289
Développées inexploitées	138	21	2	45	168
Non développées	4 442	4	13	382	4 523
Prouvées totales	5 592	42	66	1 680	5 980
Probables	2 448	129	35	897	2 762
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	8 040	171	101	2 577	8 742
Chine					
Prouvées					
Développées exploitées	—	—	12	331	67
Développées inexploitées	—	—	—	—	—
Non développées	—	—	—	—	—
Prouvées totales	—	—	12	331	67
Probables	—	—	2	65	13
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	—	—	14	396	80
Indonésie⁴⁾					
Prouvées					
Développées exploitées	—	—	4	183	35
Développées inexploitées	—	—	—	—	—
Non développées	—	—	—	—	—
Prouvées totales	—	—	4	183	35
Probables	—	—	2	67	12
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	—	—	6	250	47
Total de la société					
Prouvées					
Développées exploitées	1 012	17	67	1 767	1 391
Développées inexploitées	138	21	2	45	168
Non développées	4 442	4	13	382	4 523
Prouvées totales	5 592	42	82	2 194	6 082
Probables	2 448	129	39	1 029	2 787
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	8 040	171	121	3 223	8 869

1) Participation de Cenovus (exploitée et inexploitée) avant déduction des redevances et exclusion faite des réserves attribuables aux droits de redevance.

2) Comprend du pétrole brut lourd non substantiel représentant moins de un pour cent des réserves de bitume prouvées et probables totales.

3) Comprend du gaz de schiste non substantiel représentant moins de un pour cent des réserves de gaz naturel classique prouvées et probables totales.

4) Comprend la participation de 40 pour cent de Cenovus dans HCML.

Réserves nettes ¹⁾	Bitume ²⁾ (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ³⁾ (Gpi ³⁾)	Total (Mbep)
Canada					
Prouvées					
Développées exploitées	758	15	42	1 140	1 005
Développées inexploitées	100	18	1	40	126
Non développées	3 325	3	10	345	3 396
Prouvées totales	4 183	36	53	1 525	4 527
Probables	1 756	108	29	802	2 026
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	5 939	144	82	2 327	6 553
Chine					
Prouvées					
Développées exploitées	—	—	11	314	64
Développées inexploitées	—	—	—	—	—
Non développées	—	—	—	—	—
Prouvées totales	—	—	11	314	64
Probables	—	—	2	60	12
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	—	—	13	374	76
Indonésie⁴⁾					
Prouvées					
Développées exploitées	—	—	3	128	24
Développées inexploitées	—	—	—	—	—
Non développées	—	—	—	—	—
Prouvées totales	—	—	3	128	24
Probables	—	—	1	37	7
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	—	—	4	165	31
Total de la société					
Prouvées					
Développées exploitées	758	15	56	1 582	1 093
Développées inexploitées	100	18	1	40	126
Non développées	3 325	3	10	345	3 396
Prouvées totales	4 183	36	67	1 967	4 615
Probables	1 756	108	32	899	2 045
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	5 939	144	99	2 866	6 660

1) Participation de Cenovus (exploitée et inexploitée) après déduction des redevances et incluant les réserves attribuables aux droits de redevance.

2) Comprend du pétrole brut lourd non substantiel représentant moins de un pour cent des réserves de bitume prouvées et probables totales.

3) Comprend du gaz de schiste non substantiel représentant moins de un pour cent des réserves de gaz naturel classique prouvées et probables totales.

4) Comprend la participation de 40 pour cent de Cenovus dans HCML.

Sommaire de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs au 31 décembre 2022

Avant charges d'impôts (en millions de \$)	Au taux d'actualisation par année					Valeur unitaire au taux d'actualisation de 10 % ¹⁾
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	\$/bep
Canada						
Prouvées						
Développées exploitées	27 324	26 946	24 146	21 617	19 525	24,03
Développées inexploitées	5 101	3 914	3 131	2 584	2 184	24,89
Non développées	166 663	65 901	32 134	18 205	11 401	9,46
Prouvées totales	199 088	96 761	59 411	42 406	33 110	13,12
Probables	138 089	33 564	13 941	8 245	5 733	6,88
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	337 177	130 325	73 352	50 651	38 843	11,19
Chine						
Prouvées						
Développées exploitées	4 112	3 558	3 126	2 783	2 505	49,13
Développées inexploitées	—	—	—	—	—	—
Non développées	—	—	—	—	—	—
Prouvées totales	4 112	3 558	3 126	2 783	2 505	49,13
Probables	784	619	503	419	357	41,05
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	4 896	4 177	3 629	3 202	2 862	47,82
Indonésie²⁾						
Prouvées						
Développées exploitées	572	493	431	382	343	17,96
Développées inexploitées	—	—	—	—	—	—
Non développées	—	—	—	—	—	—
Prouvées totales	572	493	431	382	343	17,96
Probables	279	211	165	132	108	24,29
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	851	704	596	514	451	19,36
Total de la société						
Prouvées						
Développées exploitées	32 008	30 997	27 703	24 782	22 373	25,36
Développées inexploitées	5 101	3 914	3 131	2 584	2 184	24,89
Non développées	166 663	65 901	32 134	18 205	11 401	9,46
Prouvées totales	203 772	100 812	62 968	45 571	35 958	13,65
Probables	139 152	34 394	14 609	8 796	6 198	7,14
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	342 924	135 206	77 577	54 367	42 156	11,65

1) Les valeurs unitaires ont été calculées en utilisant la participation de Cenovus (exploitée et inexploitée) après déduction des redevances et incluant les réserves attribuables aux droits de redevance.

2) Comprend la participation de 40 pour cent de Cenovus dans HCML.

Après charges d'impôts ¹⁾ (en millions de \$)	Au taux d'actualisation par année				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
Canada					
Prouvées					
Développées exploitées	21 339	21 807	19 676	17 647	15 946
Développées inexploitées	3 975	3 019	2 399	1 970	1 659
Non développées	127 569	49 903	24 019	13 404	8 248
Prouvées totales	152 883	74 729	46 094	33 021	25 853
Probables	105 441	25 434	10 543	6 238	4 342
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	258 324	100 163	56 637	39 259	30 195
Chine					
Prouvées					
Développées exploitées	3 077	2 669	2 348	2 092	1 884
Développées inexploitées	—	—	—	—	—
Non développées	—	—	—	—	—
Prouvées totales	3 077	2 669	2 348	2 092	1 884
Probables	559	432	344	281	234
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	3 636	3 101	2 692	2 373	2 118
Indonésie²⁾					
Prouvées					
Développées exploitées	389	337	297	264	238
Développées inexploitées	—	—	—	—	—
Non développées	—	—	—	—	—
Prouvées totales	389	337	297	264	238
Probables	176	145	121	104	91
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	565	482	418	368	329
Total de la société					
Développées exploitées	24 805	24 813	22 321	20 003	18 068
Développées inexploitées	3 975	3 019	2 399	1 970	1 659
Non développées	127 569	49 903	24 019	13 404	8 248
Prouvées totales	156 349	77 735	48 739	35 377	27 975
Probables	106 176	26 011	11 008	6 623	4 667
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	262 525	103 746	59 747	42 000	32 642

1) Les valeurs ont été calculées en tenant compte des comptes existants et de la situation fiscale de Cenovus dans l'évaluation consolidée des terrains pétroliers et gaziers de Cenovus et tiennent compte de la réglementation fiscale actuelle. Les valeurs ne représentent pas une estimation de la valeur sur le plan de l'entreprise de l'entité, qui peut être très différente. Pour obtenir de l'information sur le plan de l'entreprise de l'entité, se reporter aux états financiers consolidés de Cenovus de 2022 pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 et le rapport de gestion annuel de 2022.

2) Comprend la participation de 40 pour cent de Cenovus dans HCML.

Produits des activités ordinaires nets futurs non actualisés totaux au 31 décembre 2022

(en millions de \$)	Produits	Redevances	Coûts opérationnels	Frais de développement	Coûts d'abandon et de remise en état totaux ¹⁾	Produits des activités ordinaires nets futurs avant charges d'impôts futurs	Charges d'impôts	Produits des activités ordinaires nets futurs après charges d'impôts
Canada								
Prouvées totales	493 169	125 207	110 637	47 009	11 228	199 088	46 205	152 883
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	813 247	212 677	171 460	78 833	13 100	337 177	78 853	258 324
Chine								
Prouvées totales	5 325	285	777	43	108	4 112	1 035	3 077
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	6 401	343	1 010	44	108	4 896	1 260	3 636
Indonésie²⁾								
Prouvées totales	2 247	703	935	—	37	572	183	389
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	3 089	1 097	1 083	19	39	851	286	565
Total de la société								
Prouvées totales	500 741	126 195	112 349	47 052	11 373	203 772	47 423	156 349
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	822 737	214 117	173 553	78 896	13 247	342 924	80 399	262 525

1) Les coûts d'abandon et de remise en état totaux comprennent ceux relatifs à tous les puits, installations et autres passifs, connus et existants, et devant être engagés par suite d'activités de développement futures.

2) Comprend la participation de 40 pour cent de Cenovus dans HCML.

Produits des activités ordinaires nets futurs par type de produit au 31 décembre 2022

Catégorie de réserves	Types de produits	Produits des activités ordinaires nets futurs avant charges d'impôts au taux d'actualisation de 10 % par année (en millions de dollars)	Valeur unitaire au taux d'actualisation de 10 % par année ¹⁾ (\$/bep)
Prouvées totales	Bitume ²⁾	56 696	13,55
	Pétrole léger et moyen ³⁾	1 084	12,49
	Gaz naturel classique ⁴⁾⁵⁾	5 188	15,05
	Total	62 968	13,65
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	Bitume ²⁾	67 682	11,40
	Pétrole léger et moyen ³⁾	2 951	13,81
	Gaz naturel classique ⁴⁾⁵⁾	6 944	13,71
	Total	77 577	11,65

1) Les valeurs unitaires ont été calculées en utilisant la participation de Cenovus (exploitée et inexploitée) après déduction des redevances et incluant les réserves attribuables aux droits de redevance.

2) Comprend du pétrole brut lourd non substantiel.

3) Comprend du gaz dissous et autres sous-produits, qui comprennent des LGN.

4) Comprend du gaz de schiste non substantiel et d'autres sous-produits, qui comprennent des LGN, mais exclut le gaz dissous.

5) Comprend la participation de 40 pour cent de Cenovus dans HCML.

Notes supplémentaires aux tableaux des données relatives aux réserves

- Tous les produits des activités ordinaires nets futurs et toutes les réserves ont été évalués en fonction de coûts et de prix prévisionnels.
- Les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs dont il est fait état ne représentent pas la juste valeur marchande.
- Les produits des activités ordinaires nets futurs tirés des réserves ne comprennent pas les flux de trésorerie liés aux activités de gestion des risques de Cenovus.
- Aux fins de la communication de l'information, Cenovus regroupe le pétrole brut lourd avec le bitume, et le gaz de schiste avec le gaz naturel classique, puisque les réserves de pétrole brut lourd et de gaz de schiste ne sont pas substantielles.
- Conformément au Règlement 51-101, les montants indiqués concernant la VAN et les produits des activités ordinaires nets futurs comprennent tous les coûts d'abandon et de remise en état estimatifs actuels de Cenovus, plus toutes les estimations prévisionnelles des coûts d'abandon et de remise en état attribuables aux activités de développement futures associées aux réserves.
- L'arrondissement peut avoir un effet sur la somme des bep estimatifs et les tableaux.

Définitions

Brut désigne : a) en ce qui concerne la production et les réserves, la participation (exploitée ou inexploitée) détenue par Cenovus avant déduction des redevances et excluant les droits de redevance; b) en ce qui concerne les puits, le nombre total de puits dans lesquels Cenovus détient une participation; et c) en ce qui concerne les terrains, la superficie totale des terrains dans lesquels Cenovus détient une participation.

Net désigne : a) en ce qui concerne la production et les réserves, la participation (exploitée ou inexploitée) détenue par Cenovus après déduction des redevances et incluant les droits de redevance; b) en ce qui concerne les puits, le nombre de puits obtenu en regroupant les participations (exploitées ou inexploitées) de Cenovus dans chacun de ses puits; et c) en ce qui concerne les terrains, la superficie totale obtenue en regroupant les participations (exploitées ou inexploitées) de Cenovus dans chacun de ses terrains.

Réserves désigne les quantités restantes estimatives de pétrole brut et de gaz naturel et de substances connexes que l'on prévoit pouvoir récupérer de gisements connus, à une date donnée, en fonction d'une analyse des données de forage et des données géographiques, géophysiques et techniques, de l'utilisation de technologies établies et d'une conjoncture économique précise, qui sont généralement acceptées comme raisonnables et qui sont communiquées plus loin dans la présente notice annuelle.

Les réserves sont classées selon le niveau de certitude associé aux estimations.

Les **réserves prouvées** sont les réserves qu'on estime avec une certitude élevée pouvoir récupérer. Il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures aux réserves prouvées estimatives.

Les **réserves probables** sont les réserves supplémentaires pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées. Il est tout aussi probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives.

Chaque catégorie de réserves peut être divisée en deux catégories : les réserves développées et les réserves non développées.

Les **réserves développées** sont les réserves qu'on prévoit récupérer au moyen des puits existants et des installations actuelles ou, à défaut des installations déjà montées, dont la mise en production nécessiterait des dépenses peu élevées (p. ex., comparativement au coût du forage d'un puits). Les réserves développées peuvent être subdivisées comme suit :

Les **réserves développées exploitées** sont les réserves qu'on prévoit récupérer d'intervalles d'achèvement ouverts au moment de l'estimation; ou bien ces réserves sont exploitées au moment envisagé, ou bien, si elles sont inutilisées, elles doivent avoir été mises en production antérieurement et la date de reprise de la production doit être connue avec une certitude raisonnable.

Les **réserves développées inexploitées** sont les réserves qui n'ont pas été mises en production ou qui ont été en production antérieurement, mais qui sont inutilisées et dont la date de reprise de la production est inconnue.

Les **réserves non développées** sont les réserves qu'on prévoit récupérer à partir de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables (p. ex., par rapport au coût du forage d'un puits); elles doivent respecter tous les critères de la catégorie de réserves (prouvées, probables) à laquelle elles sont attribuées.

Hypothèses de prix

Sauf indication contraire ci-après, les prix, l'inflation et les taux de change prévisionnels indiqués dans le tableau qui suit sont calculés à l'aide de la moyenne des prévisions de McDaniel, GLJ et Sproule Associates Limited et servent à estimer les produits des activités ordinaires nets futurs associés aux réserves communiquées aux présentes. Cette prévision moyenne est datée du 1^{er} janvier 2023. Les taux d'inflation prévisionnels ont été appliqués uniformément aux prix au-delà de l'intervalle des prévisions et à tous les frais futurs. Les prix du gaz naturel de la Chine et de l'Indonésie sont tirés des contrats de vente de gaz naturel propres à chaque ensemble de projets. Pour connaître les prix antérieurs réalisés au cours de 2022, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Historique de la production et résultat par élément » dans la présente notice annuelle.

Année	Pétrole brut et LGN ¹⁾					Gaz naturel classique				Taux d'inflation (%/année)	Taux de change (\$ US/\$ CA)
	WTI à Cushing Oklahoma (\$ US/b)	Prix au pair à Edmonton 40 API (\$ CA/b)	Western Canadian Select (\$ CA/b)	Edmonton CS+ (\$ CA/b)	Brent (\$ US/b)	AECO (\$ CA/MBTU)	Chine ²⁾ (\$ US/kpi ³⁾)	Indonésie ²⁾ (\$ US/kpi ³⁾)			
2023	80,33	103,77	76,54	106,22	84,67	4,23	9,53	7,18	0,0	0,7450	
2024	78,50	97,74	77,75	101,35	82,69	4,40	9,67	7,32	2,3	0,7650	
2025	76,95	95,27	77,54	98,94	81,03	4,21	9,67	7,43	2,0	0,7683	
2026	77,61	95,58	80,07	100,19	81,39	4,27	9,62	7,51	2,0	0,7717	
2027	79,16	97,07	81,89	101,74	82,65	4,34	9,83	7,64	2,0	0,7750	
2028	80,75	99,01	84,02	103,78	84,29	4,43	9,87	7,79	2,0	0,7750	
2029	82,36	100,99	85,73	105,85	85,98	4,51	9,91	7,89	2,0	0,7750	
2030	84,01	103,01	87,44	107,97	87,70	4,60	9,99	8,04	2,0	0,7750	
2031	85,69	105,07	89,20	110,13	89,46	4,69	10,98	8,22	2,0	0,7750	
2032	87,40	106,69	91,11	112,33	91,25	4,79	11,16	8,39	2,0	0,7750	
2033	89,15	108,83	92,93	114,58	93,07	4,89	11,19	—	2,0	0,7750	
2034+	+2,0 %/année	+2,0 %/année	+2,0 %/année	+2,0 %/année	+2,0 %/année	+2,0 %/année	—	—	2,0	0,7750	

1) Le pétrole brut comprend le bitume, le pétrole brut lourd et le pétrole moyen et léger.

2) Les prix du gaz naturel de la Chine et de l'Indonésie sont tirés des contrats de vente de gaz naturel propres à chaque ensemble de projets.

Frais de développement futurs

Le tableau qui suit présente les frais de développement futurs non actualisés déduits de l'estimation des produits des activités ordinaires nets futurs par catégorie de réserves :

(en millions de dollars)	2023	2024	2025	2026	2027	Reste	Total
Canada							
Prouvées totales	1 846	1 961	1 578	1 458	1 048	39 118	47 009
Somme des réserves prouvées et probables totales	2 350	2 346	2 171	1 941	1 323	68 702	78 833
Chine							
Prouvées totales	5	5	5	5	5	18	43
Somme des réserves prouvées et probables totales	6	5	5	5	5	18	44
Indonésie¹⁾							
Prouvées totales	—	—	—	—	—	—	—
Somme des réserves prouvées et probables totales	19	—	—	—	—	—	19
Total de la société							
Prouvées totales	1 851	1 966	1 583	1 463	1 053	39 136	47 052
Somme des réserves prouvées et probables totales	2 375	2 351	2 176	1 946	1 328	68 720	78 896

1) Comprend la participation de 40 pour cent de Cenovus dans HCML.

Cenovus croit que les soldes de trésorerie et d'équivalents de trésorerie existants, les flux de trésorerie générés à l'interne, les facilités de crédit existantes, la gestion de son portefeuille d'actifs et l'accès aux marchés financiers suffiront au financement des frais de développement futurs de la société. Toutefois, rien ne garantit que les fonds nécessaires seront disponibles, ni que Cenovus affectera des fonds au développement de toutes ses réserves. Le fait de ne pas développer ces réserves aurait une incidence défavorable sur les produits des activités ordinaires nets futurs de la société.

Les intérêts ou les autres coûts liés au financement externe ne sont pas inclus dans les estimations des réserves et des produits des activités ordinaires nets futurs et réduiraient les produits des activités ordinaires nets futurs, selon les sources de financement utilisées. Cenovus ne croit pas que les intérêts ou les autres coûts liés au financement feraient en sorte que le développement d'un terrain donné ne serait pas rentable.

Variation des réserves au 31 décembre 2022

Réserves brutes, prouvées totales	Bitume ¹⁾ (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ²⁾ (Gpi ³⁾)	Total (Mbep)
Canada					
Au 31 décembre 2021	5 573	45	69	1 615	5 956
Extensions et récupération améliorée	25	2	4	209	67
Découvertes	—	—	—	—	—
Révisions techniques	33	(1)	2	46	42
Facteurs économiques	3	4	2	57	18
Acquisitions	294	—	—	2	294
Sorties d'actifs	(122)	(1)	(3)	(32)	(132)
Production ³⁾	(214)	(7)	(8)	(217)	(265)
Au 31 décembre 2022	5 592	42	66	1 680	5 980
Chine					
Au 31 décembre 2021	—	—	17	403	84
Extensions et récupération améliorée	—	—	—	—	—
Découvertes	—	—	—	—	—
Révisions techniques	—	—	(1)	12	1
Facteurs économiques	—	—	—	—	—
Acquisitions	—	—	—	—	—
Sorties d'actifs	—	—	—	—	—
Production	—	—	(4)	(84)	(18)
Au 31 décembre 2022	—	—	12	331	67
Indonésie⁴⁾					
Au 31 décembre 2021	—	—	3	201	37
Extensions et récupération améliorée	—	—	—	—	—
Découvertes	—	—	—	—	—
Révisions techniques	—	—	2	(1)	2
Facteurs économiques	—	—	—	—	—
Acquisitions	—	—	—	—	—
Sorties d'actifs	—	—	—	—	—
Production	—	—	(1)	(17)	(4)
Au 31 décembre 2022	—	—	4	183	35
Total de la société					
Au 31 décembre 2021	5 573	45	89	2 219	6 077
Extensions et récupération améliorée	25	2	4	209	67
Découvertes	—	—	—	—	—
Révisions techniques	33	(1)	3	57	45
Facteurs économiques	3	4	2	57	18
Acquisitions	294	—	—	2	294
Sorties d'actifs	(122)	(1)	(3)	(32)	(132)
Production ³⁾	(214)	(7)	(13)	(318)	(287)
Au 31 décembre 2022	5 592	42	82	2 194	6 082

Réerves brutes, probables	Bitume ¹⁾ (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ²⁾ (Gpi ³⁾)	Total (Mbep)
Canada					
Au 31 décembre 2021	1 850	152	34	814	2 172
Extensions et récupération améliorée	402	9	2	122	432
Découvertes	—	—	—	—	—
Révisions techniques	14	(5)	(1)	(49)	—
Facteurs économiques	1	(3)	1	17	1
Acquisitions	204	—	—	1	205
Sorties d'actifs	(23)	(24)	(1)	(8)	(48)
Production ³⁾	—	—	—	—	—
Au 31 décembre 2022	2 448	129	35	897	2 762
Chine					
Au 31 décembre 2021	—	—	3	74	16
Extensions et récupération améliorée	—	—	—	—	—
Découvertes	—	—	—	—	—
Révisions techniques	—	—	(1)	(9)	(3)
Facteurs économiques	—	—	—	—	—
Acquisitions	—	—	—	—	—
Sorties d'actifs	—	—	—	—	—
Production	—	—	—	—	—
Au 31 décembre 2022	—	—	2	65	13
Indonésie⁴⁾					
Au 31 décembre 2021	—	—	2	71	13
Extensions et récupération améliorée	—	—	—	—	—
Découvertes	—	—	—	—	—
Révisions techniques	—	—	—	(4)	(1)
Facteurs économiques	—	—	—	—	—
Acquisitions	—	—	—	—	—
Sorties d'actifs	—	—	—	—	—
Production	—	—	—	—	—
Au 31 décembre 2022	—	—	2	67	12
Total de la société					
Au 31 décembre 2021	1 850	152	39	959	2 201
Extensions et récupération améliorée	402	9	2	122	432
Découvertes	—	—	—	—	—
Révisions techniques	14	(5)	(2)	(62)	(4)
Facteurs économiques	1	(3)	1	17	1
Acquisitions	204	—	—	1	205
Sorties d'actifs	(23)	(24)	(1)	(8)	(48)
Production ³⁾	—	—	—	—	—
Au 31 décembre 2022	2 448	129	39	1 029	2 787

Réserves brutes, prouvées et probables totales	Bitume ¹⁾ (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ²⁾ (Gpi ³⁾)	Total (Mbep)
Canada					
Au 31 décembre 2021	7 423	197	103	2 429	8 128
Extensions et récupération améliorée	427	11	6	331	499
Découvertes	—	—	—	—	—
Révisions techniques	47	(6)	1	(3)	42
Facteurs économiques	4	1	3	74	19
Acquisitions	498	—	—	3	499
Sorties d'actifs	(145)	(25)	(4)	(40)	(180)
Production ³⁾	(214)	(7)	(8)	(217)	(265)
Au 31 décembre 2022	8 040	171	101	2 577	8 742
Chine					
Au 31 décembre 2021	—	—	20	477	100
Extensions et récupération améliorée	—	—	—	—	—
Découvertes	—	—	—	—	—
Révisions techniques	—	—	(2)	3	(2)
Facteurs économiques	—	—	—	—	—
Acquisitions	—	—	—	—	—
Sorties d'actifs	—	—	—	—	—
Production	—	—	(4)	(84)	(18)
Au 31 décembre 2022	—	—	14	396	80
Indonésie⁴⁾					
Au 31 décembre 2021	—	—	5	272	50
Extensions et récupération améliorée	—	—	—	—	—
Découvertes	—	—	—	—	—
Révisions techniques	—	—	2	(5)	1
Facteurs économiques	—	—	—	—	—
Acquisitions	—	—	—	—	—
Sorties d'actifs	—	—	—	—	—
Production	—	—	(1)	(17)	(4)
Au 31 décembre 2022	—	—	6	250	47
Total de la société					
Au 31 décembre 2021	7 423	197	128	3 178	8 278
Extensions et récupération améliorée	427	11	6	331	499
Découvertes	—	—	—	—	—
Révisions techniques	47	(6)	1	(5)	41
Facteurs économiques	4	1	3	74	19
Acquisitions	498	—	—	3	499
Sorties d'actifs	(145)	(25)	(4)	(40)	(180)
Production ³⁾	(214)	(7)	(13)	(318)	(287)
Au 31 décembre 2022	8 040	171	121	3 223	8 869

1) Comprend le pétrole brut lourd qui n'est pas substantiel.

2) Comprend le gaz de schiste qui n'est pas substantiel.

3) La production utilisée pour la variation des réserves diffère de la production déclarée publiquement. Conformément au Règlement 51-101, la production brute utilisée aux fins de la variation des réserves qui précède comprend la quote-part des volumes de gaz revenant à Cenovus fournis à FCCL aux fins de la production de vapeur, mais ne comprend pas la production attribuable aux droits de redevance.

4) Comprend la participation de 40 pour cent de Cenovus dans HCML.

Les nouveautés en 2022 par rapport à 2021 comprennent ce qui suit :

- Les réserves prouvées totales brutes ainsi que les réserves prouvées et probables totales brutes de bitume ont augmenté de 19 millions de barils et de 617 millions de barils, respectivement. Ces hausses sont attribuables aux ajouts liés à l’approbation des organismes de réglementation à Foster Creek, à l’acquisition de Sunrise et à la performance de récupération accrue au site de Sunrise et au projet thermique de Lloydminster. Elles ont été contrebalancées partiellement par la vente des actifs de Tucker et la production de l’exercice.
- Les réserves prouvées totales brutes ainsi que les réserves prouvées et probables totales brutes de pétrole léger et moyen ont diminué de trois millions de barils et de 26 millions de barils, respectivement. Ces baisses sont attribuables à la vente de 12,5 pour cent de la participation directe de la société dans le champ White Rose et les extensions satellites, à la vente des actifs de Wembley et à la production de l’exercice. Elles ont été contrebalancées partiellement par des ajouts liés à des mises à jour des plans de développement de la région Atlantique et du secteur Classique.
- Les réserves prouvées totales brutes ainsi que les réserves prouvées et probables totales brutes de LGN ont chacune diminué de sept millions de barils, en raison de ventes d’actifs dans le secteur Classique et de la production de l’exercice. Ces baisses ont été contrebalancées partiellement par des ajouts liés à des mises à jour du plan de développement et par des facteurs économiques liés à la hausse des prix des produits du secteur Classique.
- Les réserves prouvées totales brutes de gaz naturel classique ont diminué de 25 milliards de pieds cubes en raison de la vente des actifs de Wembley et de la production de l’exercice. Cette baisse a été contrebalancée partiellement par des mises à jour des plans de développement, une amélioration de la performance de récupération et des facteurs économiques découlant de l’amélioration des prix des produits pour le secteur Classique. Les réserves prouvées et probables totales brutes de gaz naturel classique ont augmenté de 45 milliards de pieds cubes en raison des mises à jour du plan de développement et de facteurs économiques découlant de l’amélioration des prix des produits pour le secteur Classique. Les hausses ont été contrebalancées partiellement par la vente des actifs de Wembley et par la production de l’exercice.

Réserves non développées

Les réserves prouvées et probables non développées ont été estimées par les ERQI en conformité avec les procédures et les normes du *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*, dans sa version modifiée à l’occasion (le « manuel COGE »). Il est prévu que les réserves non développées seront produites au cours des 50 prochaines années.

Les tableaux présentant ci-dessous les réserves non développées reflètent les réserves brutes de Cenovus et les groupes de types de produits présentés plus haut.

Prouvées non développées (réserves brutes)

	Bitume ¹⁾ (Mb)		Pétrole léger et moyen (Mb)		LGN (Mb)		Gaz naturel classique ²⁾ (Gpi ³⁾)		Total (Mbep)	
	Attribuées au départ	Total	Attribuées au départ	Total	Attribuées au départ	Total	Attribuées au départ	Total	Attribuées au départ	Total
2020	99	3 848	—	—	1	9	16	157	103	3 884
2021	694	4 490	23	23	5	9	278	356	768	4 582
2022	313	4 442	2	4	3	13	158	382	344	4 523

1) Comprend le pétrole brut lourd qui n’est pas substantiel.

2) Comprend le gaz de schiste qui n’est pas substantiel.

Probables non développées (réserves brutes)

	Bitume ¹⁾ (Mb)		Pétrole léger et moyen (Mb)		LGN (Mb)		Gaz naturel classique ²⁾³⁾ (Gpi ³⁾)		Total (Mbep)	
	Attribuées au départ	Total	Attribuées au départ	Total	Attribuées au départ	Total	Attribuées au départ	Total	Attribuées au départ	Total
2020	—	1 407	1	3	1	18	13	317	3	1 481
2021	289	1 692	139	140	6	16	267	440	478	1 922
2022	633	2 281	1	116	4	19	186	513	669	2 502

1) Comprend le pétrole brut lourd qui n’est pas substantiel.

2) Comprend le gaz de schiste qui n’est pas substantiel.

3) Comprend la participation de 40 pour cent de Cenovus dans HCML.

Développement des réserves prouvées et probables non développées

Bitume

Au 31 décembre 2022, Cenovus avait des réserves prouvées non développées brutes de bitume de 4 442 millions de barils, soit environ 79 pour cent du total des réserves prouvées totales brutes de bitume de la société. De ses 2 448 millions de barils de réserves probables brutes de bitume, 2 281 millions de barils, ou environ 93 pour cent, ne sont pas développés. En fonction de l'évaluation de ces réserves, Cenovus prévoit que les réserves seront récupérées au moyen de la technologie de DGMV, sauf pour ce qui est du pétrole brut lourd, qui n'est pas substantiel.

Un projet habituel de développement par DGMV comporte la mise en place initiale d'une installation de production de vapeur, à un coût très supérieur à celui du forage d'une paire de puits de production/d'injection, et le forage graduel d'un nombre suffisant de paires de puits de DGMV pour utiliser à sa pleine capacité la vapeur disponible.

Les réserves de bitume peuvent être déclarées prouvées lorsqu'il y a eu suffisamment de forage stratigraphique pour démontrer, avec un très haut niveau de certitude, la présence de bitume en volumes récupérables d'un point de vue commercial. La norme utilisée par McDaniel pour déterminer la suffisance du forage dans une formation fluviale de DGMV est le forage minimal de huit puits stratigraphiques par section, avec des données sismiques tridimensionnelles, ou de 16 puits stratigraphiques par section, s'il n'y a pas de données sismiques. De plus, les approbations de financement de l'exploitant doivent être en place, un calendrier de développement raisonnable doit être mis au point, et toutes les approbations légales et réglementaires doivent avoir été obtenues. Les réserves prouvées développées de bitume se différencient des réserves prouvées non développées de bitume par la présence de paires de puits de production/d'injection forés à la date de prise d'effet de l'estimation des réserves. Parce qu'une usine de vapeur dure longtemps par rapport à des paires de puits, au cours des premières étapes d'un projet de DGMV, seule une petite partie des réserves prouvées sera développée puisque le nombre de paires de puits forés sera limité par la quantité de vapeur disponible.

La comptabilisation de réserves probables nécessite le forage d'un nombre suffisant de puits stratigraphiques pour établir la convenance du réservoir pour le DGMV. La norme utilisée par McDaniel pour les réserves probables est d'au moins quatre puits stratigraphiques par section. Les réserves seront déclarées probables par McDaniel si le nombre de puits stratigraphiques forés devient inférieur à leurs exigences pour les réserves prouvées et les réserves probables. En Alberta, si les réserves sont situées à l'extérieur d'une zone approuvée dans les plans de développement, mais à l'intérieur d'une zone de projet approuvée, elles seront déclarées probables tant qu'elles sont supérieures à l'exigence minimale relative aux puits stratigraphiques. Si les réserves ne sont pas dans une zone de développement approuvée, l'approbation visant l'ajout de ces réserves dans la zone de développement approuvée doit être obtenue avant que le forage des paires de puits à DGMV en vue du développement ne puisse commencer.

Le développement des réserves prouvées et probables non développées de Christina Lake, de Foster Creek, des actifs thermiques de Lloydminster et de Sunrise aura lieu de manière méthodique au fur et à mesure que des paires de puits supplémentaires sont forées pour utiliser la vapeur disponible lorsque des paires de puits existantes atteignent la fin de leur phase d'injection de vapeur. Le développement des réserves prouvées et probables non développées de Narrows Lake et les dépenses d'investissement s'y rapportant se poursuivent avec le raccordement à l'usine de Christina Lake. La première injection de vapeur est prévue en 2025. La production par DGMV prévue des réserves prouvées ainsi que des réserves prouvées et probables de bitume de Cenovus s'étend sur environ 45 ans et 50 ans, respectivement, en fonction des installations existantes. La durée de la production à partir de la partie prouvée actuellement développée est estimée à environ 23 ans.

Pétrole léger et moyen, LGN et gaz naturel classique

Les réserves prouvées non développées brutes et les réserves prouvées et probables non développées brutes de pétrole léger et moyen, de LGN et de gaz naturel classique associées au secteur Classique de Cenovus représentent environ un et deux pour cent, respectivement, des réserves prouvées totales brutes et des réserves prouvées et probables totales brutes de la société. Cenovus prévoit développer les réserves prouvées et les réserves prouvées et probables non développées du secteur Classique au cours des cinq et 10 prochaines années, respectivement. Les décisions quant à la priorité et à l'échéancier du développement des diverses réserves prouvées et probables non développées, y compris les décisions de reporter le développement de réserves prouvées et probables non développées pour une période supérieure à deux ans, sont fondées sur divers facteurs, dont des considérations stratégiques, l'évolution de la conjoncture, des modifications à la réglementation gouvernementale, notamment en ce qui a trait à l'établissement de limites de production, le rendement technique, l'optimisation du plan de développement, la capacité des installations, les restrictions visant les pipelines et la taille du programme de développement. Les recherches d'occasions de développement sont effectuées à un rythme qui dépend de la disponibilité du capital et de l'affectation de celui-ci conformément aux plans d'affaires de Cenovus.

Les réserves prouvées et probables non développées brutes de pétrole léger et moyen, de LGN et de gaz naturel classique du secteur Activités extracôtières de Cenovus représentent environ un pour cent des réserves prouvées et probables totales brutes de la société. À l'heure actuelle, il est prévu que les réserves probables non développées attribuables au projet West White Rose seront en production d'ici 2026.

Facteurs ou incertitudes significatifs influant sur les données relatives aux réserves

L'évaluation des réserves est un processus permanent qui peut être considérablement touché par divers facteurs internes et externes. Des révisions sont souvent nécessaires en raison de l'évolution des prix, des conditions économiques ou de la réglementation ou encore en raison du rendement passé. Bien que ces facteurs puissent être pris en considération et éventuellement prévus, certains jugements et certaines hypothèses sont toujours nécessaires. Au fur et à mesure que de nouveaux renseignements sont mis à notre disposition, les éléments concernés sont examinés et révisés en conséquence. Pour consulter un exposé des facteurs de risque et des incertitudes touchant les données sur les réserves de Cenovus, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion annuel de 2022 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle et pouvant être consultée sur SEDAR, au sedar.com, ou sur EDGAR, au sec.gov (en anglais seulement).

Autres renseignements pétroliers et gaziers

Terrains et puits pétroliers et gaziers

Les tableaux qui suivent résument les participations de Cenovus dans des puits exploités et inexploités, au 31 décembre 2022 :

Puits exploités

	Pétrole brut ¹⁾		Gaz naturel classique		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Canada						
Sables bitumineux ²⁾	2 191	2 129	358	333	2 549	2 462
Classique ³⁾	723	534	4 150	3 156	4 873	3 690
Activités extracôtières – Atlantique ⁴⁾	37	17	—	—	37	17
	<u>2 951</u>	<u>2 680</u>	<u>4 508</u>	<u>3 489</u>	<u>7 459</u>	<u>6 169</u>
International						
Activités extracôtières – Chine	—	—	17	10	17	10
Activités extracôtières – Indonésie	—	—	9	4	9	4
	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>26</u>	<u>14</u>	<u>26</u>	<u>14</u>
Total	<u>2 951</u>	<u>2 680</u>	<u>4 534</u>	<u>3 503</u>	<u>7 485</u>	<u>6 183</u>

1) Le pétrole brut comprend le bitume, le pétrole brut lourd et le pétrole léger et moyen.

2) Comprend 1 265 puits exploités bruts (1 247 puits exploités nets) situés en Alberta et 926 puits exploités bruts (882 puits exploités nets) situés en Saskatchewan.

3) Comprend 721 puits exploités bruts (534 puits exploités nets) situés en Alberta et 2 puits exploités bruts (2 puits exploités nets) situés en Colombie-Britannique.

4) Tous les puits exploités du secteur Activités extracôtières – Atlantique sont situés à Terre-Neuve-et-Labrador.

Puits inexploités¹⁾

	Pétrole brut ²⁾		Gaz naturel classique		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Canada						
Sables bitumineux ³⁾	7 162	6 763	729	693	7 891	7 456
Classique ⁴⁾	565	430	1 367	1 069	1 932	1 499
Activités extracôtières – Atlantique ⁵⁾	5	3	—	—	5	3
	7 732	7 196	2 096	1 762	9 828	8 958
International						
Activités extracôtières – Chine	—	—	—	—	—	—
Activités extracôtières – Indonésie ⁶⁾	—	—	4	2	4	2
	—	—	4	2	4	2
Total	7 732	7 196	2 100	1 764	9 832	8 960

1) Les puits inexploités comprennent les puits qui sont en mesure de produire, mais qui ne produisent pas à l'heure actuelle. Les puits inexploités ne comprennent pas les autres types de puits, comme les puits d'exploration stratigraphiques, les puits de service ou les puits abandonnés.

2) Le pétrole brut comprend le bitume, le pétrole brut lourd et le pétrole léger et moyen.

3) Comprend 1 863 puits inexploités bruts (1 758 puits inexploités nets) situés en Alberta et 5 299 puits inexploités bruts (5 005 puits inexploités nets) situés en Saskatchewan.

4) Comprend 559 puits inexploités bruts (424 puits inexploités nets) situés en Alberta; 1 puits inexploité brut (1 puits inexploité net) situés en Colombie-Britannique; et 5 puits inexploités bruts (5 puits inexploités nets) situés en Saskatchewan.

5) Tous les puits inexploités du secteur Activités extracôtières – Atlantique sont situés à Terre-Neuve-et-Labrador.

6) Les puits en Indonésie sont situés dans les champs MDA et MAC du détroit de Madura.

Activités d'exploration et de développement

Le tableau suivant résume les participations brutes et nettes de Cenovus dans les puits forés en 2022 :

	Activités extracôtières											
	Sables bitumineux ¹⁾²⁾		Classique ¹⁾²⁾		Atlantique ¹⁾²⁾		Chine ¹⁾		Indonésie ¹⁾		Total	
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
Pétrole brut ³⁾	328	309	12	12	—	—	—	—	—	—	340	321
Gaz naturel	—	—	20	19	—	—	—	—	9	4	29	23
Secs et abandonnés	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	328	309	32	31	—	—	—	—	9	4	369	344

1) Aucun puits d'exploration brut n'a été foré en 2022.

2) Les secteurs Sables bitumineux, Classique et Activités extracôtières – Atlantique ont des puits qui sont situés au Canada uniquement.

3) Le pétrole brut comprend le bitume, le pétrole brut lourd et le pétrole léger et moyen.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, la société a foré 70 puits d'exploration stratigraphiques bruts (68 puits nets) et 142 puits d'observation bruts (127 puits nets) dans le secteur Sables bitumineux. Aucun puits d'exploration stratigraphique n'a été foré dans les secteurs Classique et Activités extracôtières.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, aucun puits de service n'a été foré dans les secteurs Sables bitumineux, Classique ou Activités extracôtières.

Les paires de puits de DGMV sont comptées comme un seul puits de pétrole exploité dans le tableau précédent. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, 116 paires de puits de DGMV brutes ont été forées (114 paires de puits nettes).

Pour tous les types de puits, sauf les puits d'exploration stratigraphiques et les puits d'observation, le calcul du nombre de puits se fonde sur le nombre d'emplacements en surface. Dans le cas des puits d'exploration stratigraphiques et des puits d'observation, le calcul se fonde sur le nombre d'emplacements de fond de trou.

Les activités de développement ont porté essentiellement sur le maintien de la production de bitume à Foster Creek, à Christina Lake et aux installations thermiques de Lloydminster et sur la production et sur l'atténuation des risques potentiels liés aux ressources des propriétés dans le secteur Classique. La société a foré neuf puits de développement (bruts) dans la zone du détroit de Madura en 2022.

Terrains sans réserves attribuées

Le tableau suivant résume la superficie non développée de Cenovus au 31 décembre 2022 :

(en milliers d'acres)	Brut	Net
Canada	10 420	7 986
Chine et Taïwan	1 963	1 479
Indonésie	614	246
Total	12 997	9 711

Pour les terrains à l'égard desquels Cenovus détient plusieurs concessions sous la même aire de surface, la superficie nette et la superficie brute ont été établies pour chaque concession.

Cenovus possède des droits relatifs à l'exploration, au développement et à l'exploitation d'environ 392 114 acres nettes non développées au Canada qui pourraient expirer le 31 décembre 2023 et qui concernent exclusivement des terrains appartenant à la Couronne et des terrains détenus en propriété franche. Cenovus a renoncé au CPP visant le bloc 23/07 en 2022. Aucun autre droit n'est susceptible d'expirer en Chine ou en Indonésie.

La société et CPC Corporation, dans le cadre d'une convention de coentreprise, ont des droits visant un bloc d'exploration couvrant environ 7 700 kilomètres carrés au sud-ouest du large de la zone de Taïwan. La période sismique tridimensionnelle expire le 17 décembre 2024. Pour obtenir de plus amples renseignements, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Description de l'activité – Activités extracôtières » de la présente notice annuelle.

La société a une obligation d'environ 37 millions de dollars se rapportant à des permis d'exploration dans la région de l'Atlantique. La société a des engagements totalisant environ 34 millions de dollars relativement à des activités d'exploration devant être complétées en Chine suivant des échéanciers devant être convenus avec CNOOC.

Les terrains n'ayant aucune réserve qui a été attribuée comprennent les terres de la Couronne où des ressources de bitume éventuelles et des ressources prometteuses ont été repérées et des terres de la Couronne où des activités d'exploration jusqu'à ce jour n'ont pas permis de repérer des ressources éventuelles en quantité commerciale. La société examine régulièrement la viabilité économique de ces terrains non prouvés en fonction du prix, de la disponibilité du capital et du niveau d'aménagement des infrastructures connexes. À partir de ce processus, certains terrains sont choisis aux fins de développement futur, alors que d'autres sont maintenus inactifs, vendus, échangés ou rendus au propriétaire de droits miniers.

Renseignements supplémentaires sur les coûts d'abandon et de remise en état

Les coûts d'abandon et de remise en état futurs totaux estimatifs des puits, des installations et des infrastructures existants sont fondés sur l'estimation que fait la direction des frais nécessaires pour restaurer, remettre en état et abandonner des puits et des installations eu égard à la participation directe de Cenovus et au calendrier prévu des frais qui seront engagés au cours de périodes ultérieures. Cenovus a mis au point un processus pour calculer ces estimations, qui tient compte de la réglementation applicable, des coûts réels et prévus, du type de puits ou d'installation et de sa taille ainsi que de l'emplacement géographique.

Cenovus a estimé que les coûts d'abandon et de remise en état futurs non actualisés et constants de ses actifs en amont existants étaient d'environ 7,6 milliards de dollars (environ 3,1 milliards de dollars, avec un taux d'actualisation de 10 pour cent) au 31 décembre 2022; elle prévoit payer 0,8 milliard de dollars de ces coûts au cours des trois prochains exercices.

La société dépose des liquidités dans des comptes avec restrictions qui seront utilisées pour financer les responsabilités en matière de mise hors service des sites au large de la Chine, conformément aux dispositions des règlements de la République populaire de Chine. Au 31 décembre 2022, 209 millions de dollars (186 millions de dollars au 31 décembre 2021) de dollars avaient été déposés dans des comptes avec restrictions dans les états financiers consolidés.

Des coûts d'abandon et de remise en état futurs non actualisés qui seront engagés au cours de la durée des réserves prouvées totales de Cenovus, environ 11,4 milliards de dollars ont été déduits de l'estimation de nos produits des activités ordinaires nets futurs, ce qui correspond aux coûts d'abandon et de remise en état totaux estimatifs actuels de la société, plus toutes les estimations prévisionnelles des coûts d'abandon et de remise en état attribuables aux activités de développement associées aux réserves.

Perspectives fiscales

Conformément aux directives pour 2023 datées du 5 décembre 2022 et disponibles sur le site Web de la société, au cenovus.com (en anglais seulement), la société s'attend à payer de l'impôt sur le résultat en trésorerie d'environ 1,5 milliard de dollars à 1,8 milliard de dollars en 2023. Cette estimation pourrait changer considérablement si les hypothèses sous-jacentes changent à l'égard des prix des marchandises, des niveaux de dépenses d'investissement et des opérations d'acquisition et d'aliénation.

Coûts engagés

(en millions de dollars)	Canada	Chine	Indonésie ¹⁾	2022
Acquisitions				
Non prouvées	—	—	—	—
Prouvées	1 621	—	—	1 621
Acquisitions totales	1 621	—	—	1 621
Frais d'exploration	34	3	—	37
Frais de développement	2 404	4	74	2 482
Frais totaux engagés	4 059	7	74	4 140

(en millions de dollars)	Canada	Chine	Indonésie ¹⁾	2021
Acquisitions				
Non prouvées	—	45	—	45
Prouvées	5 640	3 000	—	8 640
Acquisitions totales	5 640	3 045	—	8 685
Frais d'exploration	39	16	—	55
Frais de développement	1 356	5	8	1 369
Frais totaux engagés	7 035	3 066	8	10 109

1) Comprend la participation de 40 pour cent de Cenovus dans HCML.

Contrats à terme de gré à gré

Cenovus peut utiliser des instruments dérivés financiers afin de gérer son exposition aux fluctuations des prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. Ces instruments comprennent des contrats sur le WTI permettant de gérer l'exposition non liée à la gestion du risque associé au prix de vente du pétrole brut et des contrats en vue de gérer l'exposition aux prix du pétrole brut, des écarts de prix du pétrole brut, des condensats, des liquides de gaz naturel, des produits raffinés, des marges de raffinage, du gaz naturel, de l'électricité et des contrats d'énergie renouvelables. Une description de ces instruments est donnée dans les notes afférentes aux états financiers consolidés de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Estimations de la production

Le tableau qui suit résume la production brute estimative en 2023 des réserves brutes de Cenovus à l'égard de tous les terrains détenus au 31 décembre 2022, calculée en fonction des prix et des coûts prévisionnels, la production provenant du Canada, de la Chine et de l'Indonésie. Ces estimations présument que certaines activités auront lieu, comme le développement de réserves non développées, et qu'il n'y a aucun désinvestissement.

	Prouvées totales	Prouvées et probables totales
Canada		
Bitume (kb/j) ¹⁾²⁾	588,6	621,1
Pétrole léger et moyen (kb/j)	23,8	25,2
LGN (kb/j)	22,8	24,5
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j) ³⁾	553,9	601,2
Total (bep/j)	727,5	771,0
Chine		
LGN (kb/j)	6,2	6,8
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	150,4	164,7
Total (bep/j)	31,3	34,3
Indonésie⁴⁾		
LGN (kb/j)	2,2	2,5
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	67,3	81,9
Total (bep/j)	13,4	16,2
Total de la société		
Bitume (kb/j) ¹⁾²⁾	588,6	621,1
Pétrole léger et moyen (kb/j)	23,8	25,2
LGN (kb/j)	31,2	33,9
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j) ³⁾	771,6	847,8
Total (bep/j)	772,2	821,5

1) Comprend le pétrole brut lourd qui n'est pas substantiel.

2) Comprend la production de Foster Creek de 175,3 mille barils par jour pour les réserves prouvées totales et de 177,0 mille barils par jour pour les réserves prouvées et probables totales, ainsi que la production de Christina Lake de 247,3 mille barils par jour pour les réserves prouvées totales et de 258,6 mille barils par jour pour les réserves prouvées et probables totales.

3) Comprend le gaz de schiste qui n'est pas substantiel.

4) Comprend la participation de 40 pour cent de Cenovus dans HCML.

Historique de la production et résultats par élément

	2022	T4	T3	T2	T1
Canada					
Bitume (kb/j)	570,3	593,5	568,2	540,3	578,8
Pétrole brut lourd ¹⁾ (kb/j)	16,3	15,8	16,8	16,4	16,2
Pétrole léger et moyen ¹⁾ (kb/j)	19,1	17,1	16,0	20,8	21,9
LGN (kb/j)	23,8	26,1	19,9	24,7	24,5
Gaz naturel classique ²⁾ (Mpi ³ /j)	588,4	567,2	608,7	613,2	567,8
Total (kbep/j)	727,5	747,1	722,4	704,6	735,9
Chine					
LGN (kb/j)	9,8	9,9	9,5	9,4	10,6
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	230,1	222,8	215,5	224,9	257,7
Total (kbep/j)	48,2	47,0	45,4	46,9	53,6
Indonésie³⁾					
LGN (kb/j)	2,6	2,5	2,7	2,6	2,5
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	47,6	62,0	44,5	44,1	39,8
Total (kbep/j)	10,5	12,8	10,1	10,0	9,1
Total de la société					
Bitume (kb/j)	570,3	593,5	568,2	540,3	578,8
Pétrole brut lourd ¹⁾ (kb/j)	16,3	15,8	16,8	16,4	16,2
Pétrole léger et moyen ¹⁾ (kb/j)	19,1	17,1	16,0	20,8	21,9
LGN (kb/j)	36,2	38,5	32,1	36,7	37,6
Gaz naturel classique ²⁾ (Mpi ³ /j)	866,1	852,0	868,7	882,2	865,3
Total (kbep/j)	786,2	806,9	777,9	761,5	798,6

1) La production de pétrole brut moyen au cours des périodes antérieures dans la zone de pétrole lourd classique de Lloydminster a été reclassée à titre de production de pétrole brut lourd.

2) Comprend du pétrole brut lourd qui n'est pas substantiel.

3) Comprend la participation de 40 pour cent de Cenovus dans HCML.

Rentrées nettes

Les rentrées nettes sont une mesure financière non conforme aux PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer le rendement de l'exploitation et qui sont également présentées sur une base unitaire. Notre calcul des rentrées nettes est conforme à la définition figurant dans le manuel COGE. Les rentrées nettes par bep reflètent notre marge calculée par baril d'équivalent pétrole. Les rentrées nettes correspondent à la différence entre le chiffre d'affaires brut et la somme des redevances, des frais de transport et de fluidification et des charges d'exploitation, et les rentrées nettes par bep sont divisées par les volumes de ventes. Les rentrées nettes ne tiennent pas compte de la dépréciation hors trésorerie ou des reprises des produits en stock jusqu'à leur réalisation lorsque les produits sont vendus et excluent les activités de gestion du risque. Le prix de vente, les frais de transport et de fluidification et les volumes des ventes ne tiennent pas compte des condensats achetés. Le condensat est mélangé au pétrole brut aux fins de transport vers le marché.

Cette mesure est décrite et présentée dans la présente notice annuelle pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels de l'information supplémentaire sur la liquidité de Cenovus et sa capacité à dégager des fonds pour financer ses activités, et pour respecter les exigences du Règlement 51-101. Cette mesure ne doit pas être considérée isolément ni en substitut des mesures préparées selon les IFRS. Pour obtenir de plus amples renseignements à l'égard de ces mesures, les lecteurs devraient se reporter à la rubrique « Mise en garde sur les mesures financières déterminées » dans le rapport de gestion annuel 2022 de la société, laquelle rubrique est intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle et peut être consultée sur SEDAR, au sedar.com, et sur EDGAR, au sec.gov (en anglais seulement).

Canada ¹⁾²⁾	2022	T4	T3	T2	T1
Bitume (\$/b)					
Prix de vente	91,79	68,13	84,46	119,75	96,16
Redevances	21,36	14,61	21,69	29,59	20,03
Transport et fluidification	8,04	9,28	7,88	7,65	7,34
Charges d'exploitation	12,74	12,29	12,40	14,74	11,63
Rentrées nettes	49,65	31,95	42,49	67,77	57,16
Pétrole brut lourd³⁾ (\$/b)					
Prix de vente	94,84	69,24	84,95	135,76	93,57
Redevances	8,81	8,16	7,52	9,55	10,28
Transport et fluidification	3,63	3,59	3,57	3,56	3,83
Charges d'exploitation	45,65	51,83	43,43	45,23	41,62
Rentrées nettes	36,75	5,66	30,43	77,42	37,84
Pétrole brut léger (\$/b)					
Prix de vente	131,95	112,15	145,99	142,55	124,32
Redevances	8,97	12,43	14,01	0,43	12,23
Transport et fluidification	3,81	4,61	4,34	3,08	3,71
Charges d'exploitation	30,03	43,11	30,53	24,39	27,24
Rentrées nettes	89,14	52,00	97,11	114,65	81,14
Gaz naturel classique⁴⁾ (\$/kpi³)					
Prix de vente	6,48	6,56	5,89	7,86	5,53
Redevances	0,50	0,50	0,46	0,57	0,50
Transport et fluidification	0,46	0,67	0,40	0,35	0,45
Charges d'exploitation	1,93	1,98	1,98	1,75	2,03
Rentrées nettes	3,59	3,41	3,05	5,19	2,55
LGN (\$/b)					
Prix de vente	63,22	66,45	55,80	73,47	55,39
Redevances	15,00	12,60	15,85	17,84	14,02
Transport et fluidification	4,25	3,96	2,37	5,97	4,38
Charges d'exploitation	10,88	11,60	11,94	10,02	10,10
Rentrées nettes	33,09	38,29	25,64	39,64	26,89
Total du Canada⁵⁾ (\$/bep)					
Prix de vente	91,30	68,86	83,89	117,41	95,35
Redevances	20,51	14,72	20,66	27,27	19,54
Transport et fluidification	7,94	9,39	7,63	7,43	7,34
Charges d'exploitation	10,58	9,82	11,15	10,91	10,45
Rentrées nettes	52,27	34,93	44,45	71,80	58,02

Chine ¹⁾	2022	T4	T3	T2	T1
Gaz naturel classique (\$/kpi ³)					
Prix de vente	12,69	13,16	12,58	12,43	12,61
Redevances	0,70	0,77	0,72	0,66	0,67
Transport et fluidification	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	0,94	0,89	1,13	0,98	0,78
Rentrées nettes	11,05	11,50	10,73	10,79	11,16
LGN (\$/b)					
Prix de vente	104,67	97,62	100,28	112,96	108,05
Redevances	5,93	5,49	5,68	6,42	6,15
Transport et fluidification	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	5,61	5,36	6,66	5,86	4,68
Rentrées nettes	93,13	86,77	87,94	100,68	97,22
Total de la Chine (\$/bep)					
Prix de vente	81,99	82,89	80,68	82,25	82,09
Redevances	4,57	4,80	4,63	4,44	4,43
Transport et fluidification	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	5,62	5,36	6,73	5,89	4,66
Rentrées nettes	71,80	72,73	69,32	71,92	73,00
Indonésie¹⁾	2022	T4	T3	T2	T1
Gaz naturel classique (\$/kpi ³)					
Prix de vente	8,53	9,09	6,94	8,34	9,67
Redevances	2,20	1,99	1,18	2,40	3,46
Transport et fluidification	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	2,22	2,32	2,01	2,29	2,25
Rentrées nettes	4,11	4,78	3,75	3,65	3,96
LGN (\$/b)					
Prix de vente	130,62	115,56	137,20	148,31	119,91
Redevances	82,56	66,96	81,50	110,02	70,28
Transport et fluidification	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	13,24	13,76	12,08	13,66	13,54
Rentrées nettes	34,82	34,84	43,62	24,63	36,09
Total de l'Indonésie (\$/bep)					
Prix de vente	70,66	66,50	66,97	76,06	74,82
Redevances	30,19	22,74	26,80	39,69	34,23
Transport et fluidification	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	13,32	13,88	12,05	13,70	13,51
Rentrées nettes	27,15	29,88	28,12	22,67	27,08

Total de la société¹⁾²⁾	2022	T4	T3	T2	T1
Bitume (\$/b)					
Prix de vente	91,79	68,13	84,46	119,75	96,16
Redevances	21,36	14,61	21,69	29,59	20,03
Transport et fluidification	8,04	9,28	7,88	7,65	7,34
Charges d'exploitation	12,74	12,29	12,40	14,74	11,63
Rentrées nettes	49,65	31,95	42,49	67,77	57,16
Pétrole brut lourd³⁾ (\$/b)					
Prix de vente	94,84	69,24	84,95	135,76	93,57
Redevances	8,81	8,16	7,52	9,55	10,28
Transport et fluidification	3,63	3,59	3,57	3,56	3,83
Charges d'exploitation	45,65	51,83	43,43	45,23	41,62
Rentrées nettes	36,75	5,66	30,43	77,42	37,84
Pétrole brut léger (\$/b)					
Prix de vente	131,95	112,15	145,99	142,55	124,32
Redevances	8,97	12,43	14,01	0,43	12,23
Transport et fluidification	3,81	4,61	4,34	3,08	3,71
Charges d'exploitation	30,03	43,11	30,53	24,39	27,24
Rentrées nettes	89,14	52,00	97,11	114,65	81,14
Gaz naturel classique⁴⁾ (\$/kpi³⁾					
Prix de vente	8,25	8,47	7,61	9,05	7,84
Redevances	0,65	0,68	0,56	0,68	0,69
Transport et fluidification	0,32	0,45	0,28	0,24	0,30
Charges d'exploitation	1,68	1,72	1,77	1,58	1,67
Rentrées nettes	5,60	5,62	5,00	6,55	5,18
LGN (\$/b)					
Prix de vente	79,28	77,69	75,73	88,92	74,52
Redevances	17,35	14,32	18,30	21,57	15,51
Transport et fluidification	2,79	2,68	1,47	4,02	2,85
Charges d'exploitation	9,62	10,13	10,39	9,23	8,80
Rentrées nettes	49,52	50,56	45,57	54,10	47,36
Total⁵⁾ (\$/bep)					
Prix de vente	90,34	69,77	83,43	114,40	94,12
Redevances	19,56	14,19	19,69	25,89	18,61
Transport et fluidification	7,28	8,57	7,01	6,81	6,71
Charges d'exploitation	10,29	9,59	10,87	10,61	10,06
Rentrées nettes	53,21	37,42	45,86	71,09	58,74

1) Les rentrées nettes excluent les activités de gestion des risques.

2) Les rentrées nettes ne tiennent pas compte de la dépréciation hors trésorerie ou des reprises des produits en stock jusqu'à leur réalisation lorsque les produits sont vendus.

3) La production de pétrole brut moyen au cours des périodes antérieures dans la zone de pétrole lourd classique de Lloydminster a été reclassée à titre de production de pétrole lourd.

4) Comprend le gaz de schiste qui n'est pas substantiel.

5) Exclusion faite des volumes de gaz naturel utilisés aux fins de consommation interne par le secteur Sables bitumineux.

DIVIDENDES

La déclaration de dividendes sur les actions ordinaires (de base et variable) et sur les actions privilégiées est à l'entière appréciation du conseil et est évaluée chaque trimestre. Le conseil a la capacité de déclarer des dividendes sur les actions ordinaires sous forme d'actions ordinaires, d'espèces ou d'autres biens. Si un dividende n'est pas payé intégralement à l'égard d'actions privilégiées à une date de versement du dividende, une restriction relative au dividende sur les actions ordinaires sera mise en application. Les dividendes sur les actions privilégiées sont cumulatifs.

Le 27 avril 2022, Cenovus a annoncé une révision du cadre de répartition des capitaux en vue du versement supplémentaire de liquidités aux actionnaires au moyen du maintien de rachats d'actions et/ou de l'utilisation d'un mécanisme de dividendes variables. Le rendement pour les actionnaires est fonction de l'atteinte de certaines cibles de dette nette et du montant de flux de trésorerie disponibles excédentaires.

Le conseil de la société a déclaré un dividende de base pour le premier trimestre de 0,105 \$ par action ordinaire, payable le 31 mars 2023 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 mars 2023.

Le conseil de la société a déclaré des dividendes d'un montant de 9 millions de dollars pour le premier trimestre sur les actions privilégiées de Cenovus, payable le 31 mars 2023 aux porteurs d'actions privilégiées inscrits le 15 mars 2023.

Cenovus a déclaré et versé les dividendes suivants sur les actions ordinaires au cours des trois derniers exercices clos le 31 décembre :

(\$ par action)	2022	2021	2020
Dividendes de base	0,350	0,088	0,063
Dividendes variables	0,114	—	—

Cenovus a déclaré les dividendes suivants sur les actions privilégiées de premier rang au cours des trois derniers exercices clos le 31 décembre :

(\$ par action)	2022	2021	2020 ¹⁾
Actions privilégiées de premier rang de série 1	0,644	0,633	—
Actions privilégiées de premier rang de série 2	0,781	0,462	—
Actions privilégiées de premier rang de série 3	1,172	1,172	—
Actions privilégiées de premier rang de série 5	1,148	1,148	—
Actions privilégiées de premier rang de série 7	0,984	0,984	—

1) Au cours de la période de douze mois close le 31 décembre 2020, la société n'avait pas d'actions privilégiées en circulation.

Les dividendes sur les actions privilégiées déclarés le 1^{er} novembre 2022 ont été versés le 3 janvier 2023.

Les lecteurs devraient également se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » et, plus particulièrement, à la sous-rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque – Versement de dividendes et rachat de titres » du rapport de gestion annuel de 2022 de la société pour obtenir de plus amples renseignements, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle et pouvant être consultée sur SEDAR, au sedar.com, et sur EDGAR, au sec.gov (en anglais seulement).

DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS

Cenovus est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de deuxième rang dont le nombre total ne peut dépasser 20 pour cent du nombre d'actions ordinaires émises et en circulation. Les actions privilégiées de premier rang et de deuxième rang peuvent être émises en une ou plusieurs séries assorties de droits et de conditions qui doivent être déterminés par le conseil avant l'émission et sous réserve des statuts de la société. Cenovus a des actions privilégiées de premier rang des séries 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 et 8.

Au 31 décembre 2022, la société avait les actions ordinaires, bons de souscription de Cenovus et actions privilégiées de premier rang qui suivent en circulation :

	Unités en circulation (en milliers)
Actions ordinaires	1 909 190
Bons de souscription de Cenovus	55 720
Actions privilégiées de premier rang de série 1	10 740
Actions privilégiées de premier rang de série 2	1 260
Actions privilégiées de premier rang de série 3	10 000
Actions privilégiées de premier rang de série 5	8 000
Actions privilégiées de premier rang de série 7	6 000

Actions ordinaires

Les porteurs des actions ordinaires ont le droit i) de recevoir des dividendes quand le conseil de Cenovus en déclare; ii) de recevoir l'avis de convocation et d'assister à toutes les assemblées des actionnaires et d'y exercer leurs droits de vote à raison de une voix par action ordinaire qu'ils détiennent; et iii) de participer à toute distribution des actifs de la société en cas de liquidation ou de dissolution ou à toute autre distribution de ses actifs entre les actionnaires aux fins de dissoudre ses affaires.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 4 novembre 2021, la TSX a accepté la mise en œuvre par la société d'une OPRCNA visant le rachat de jusqu'à 146,5 millions d'actions ordinaires entre le 9 novembre 2021 et le 8 novembre 2022. Le 7 novembre 2022, la société a obtenu l'approbation de la TSX visant le renouvellement du programme d'OPRCNA de la société (l'« OPRCNA de 2023 ») en vue du rachat de jusqu'à 136,7 millions d'actions ordinaires pendant la période allant du 9 novembre 2022 au 8 novembre 2023.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, la société a racheté et annulé 112 millions d'actions ordinaires (17 millions au 31 décembre 2021) au moyen des OPRCNA. Les actions ont été rachetées à un prix moyen pondéré en fonction du volume de 22,49 \$ par action ordinaire (15,56 \$ au 31 décembre 2021) pour un total de 2,5 milliards de dollars (265 millions de dollars au 31 décembre 2021). Le surplus d'apport a été réduit de 1,6 milliard de dollars (120 millions de dollars au 31 décembre 2021), ce qui représente l'excédent du prix d'achat des actions ordinaires sur leur valeur comptable moyenne.

Du 1^{er} janvier 2023 au 13 février 2023, la société a racheté 1,4 million d'actions ordinaires supplémentaires en contrepartie de 36,8 millions de dollars. Au 13 février 2023, 123,8 millions d'actions ordinaires demeurent disponibles à des fins de rachat aux termes de l'OPRCNA de 2023.

Actions privilégiées

Cenovus peut émettre des actions privilégiées en une ou plusieurs séries. Le conseil de Cenovus peut établir la désignation, les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions rattachés à chaque série d'actions privilégiées avant l'émission de cette série. Les porteurs des actions privilégiées n'ont pas le droit de voter aux assemblées des actionnaires, mais pourraient avoir le droit d'y voter si la société omet de verser des dividendes sur cette série d'actions privilégiées. Les actions privilégiées de premier rang ont priorité sur les actions privilégiées de deuxième rang et les actions ordinaires en ce qui a trait aux versements de dividendes et aux distributions d'actifs en cas de liquidation ou de dissolution des affaires de Cenovus. Le nombre total d'actions privilégiées émises par la société ne peut dépasser 20 pour cent du nombre total d'actions ordinaires alors en circulation.

	Date de révision du dividende	Taux de dividende	Actions en circulation (en milliers)
Au 31 décembre 2022			
Actions privilégiées de premier rang de série 1	31 mars 2026	2,58 %	10 740
Actions privilégiées de premier rang de série 2 ¹⁾	Trimestriellement	5,86 %	1 260
Actions privilégiées de premier rang de série 3	31 décembre 2024	4,69 %	10 000
Actions privilégiées de premier rang de série 5	31 mars 2025	4,59 %	8 000
Actions privilégiées de premier rang de série 7	30 juin 2025	3,94 %	6 000

1) Le taux de dividende variable a été de 1,86 pour cent du 31 décembre 2021 au 30 mars 2022 (1,84 pour cent du 1^{er} janvier 2021 au 30 mars 2021); de 2,35 pour cent du 31 mars 2022 au 29 juin 2022 (1,80 pour cent du 31 mars 2021 au 29 juin 2021); de 3,21 pour cent du 30 juin 2022 au 29 septembre 2022 (1,84 pour cent du 30 juin 2021 au 29 septembre 2021); de 5,05 pour cent du 30 septembre 2022 au 30 décembre 2022 (1,92 pour cent du 30 septembre 2021 au 30 décembre 2021); et de 5,86 pour cent du 31 décembre 2022 au 30 mars 2023.

Tous les cinq ans, sous réserve de certaines conditions, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang auront le droit, à leur gré, de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang d'une série donnée. Le 31 mars 2026 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 1 et de série 2 pourront, à leur gré, convertir leurs actions en actions de l'autre série. Le 31 décembre 2024 et le 31 décembre tous les cinq ans par la suite, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 3 et de série 4 pourront, à leur gré, convertir leurs actions en actions de l'autre série. Le 31 mars 2025 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 5 et de série 6 pourront, à leur gré, convertir leurs actions en actions de l'autre série. Le 30 juin 2025 et le 30 juin tous les cinq ans par la suite, les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 7 et de série 8 pourront, à leur gré, convertir leurs actions en actions de l'autre série.

Chaque série d'actions privilégiées de premier rang en circulation donne droit à un dividende trimestriel cumulatif, payable le dernier jour de mars, de juin, de septembre et de décembre de chaque année, tel qu'il est déclaré par le conseil d'administration de Cenovus. Pour les actions privilégiées de premier rang de série 1, de série 3, de série 5 et de série 7, le taux de dividende est révisé tous les cinq ans à un taux correspondant au rendement des obligations du gouvernement du Canada sur cinq ans à la date de calcul applicable, majoré de 1,73 pour cent (série 1), de 3,13 pour cent (série 3), de 3,57 pour cent (série 5) et de 3,52 pour cent (série 7). Pour les actions privilégiées de premier rang de série 2, de série 4, de série 6 et de série 8, le taux de dividende est révisé chaque trimestre à un taux correspondant au rendement des bons du Trésor du gouvernement du Canada sur 90 jours à la date de calcul applicable, majoré de 1,73 pour cent (série 2), de 3,13 pour cent (série 4), de 3,57 pour cent (série 6) et de 3,52 pour cent (série 8).

Tous les cinq ans, sous réserve de certaines conditions, à la date de conversion applicable, Cenovus peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées de premier rang d'une série alors en circulation, en contrepartie du paiement d'un montant en espèces pour chaque action visée par le rachat correspondant à 25,00 \$. En outre, sous réserve de certaines

conditions, à toute autre date, Cenovus peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées de premier rang de série 2, de série 4, de série 6 ou de série 8 alors en circulation, en contrepartie du paiement d'un montant en espèces pour chaque action visée par le rachat correspondant à 25,50 \$. Dans chaque cas, ce paiement comprendra également les dividendes accumulés et non versés sur l'action jusqu'à la date fixée pour le rachat, exclusivement (déduction faite des taxes et impôts qui doivent être déduits et retenus).

Actions privilégiées de deuxième rang

Aucune action privilégiée de deuxième rang n'était en circulation au 31 décembre 2022.

Bons de souscription de Cenovus

Les bons de souscription de Cenovus ont été créés et émis conformément aux modalités de l'acte relatif aux bons de souscription de Cenovus daté du 1^{er} janvier 2021 (l'« acte relatif aux bons de souscription ») intervenu entre Cenovus et Société de fiducie Computershare du Canada, en sa qualité d'agent pour les bons de souscription.

Chaque bon de souscription de Cenovus peut être exercé pour obtenir une action ordinaire en tout temps jusqu'à 16 h 30 (HNR) le 1^{er} janvier 2026, à un prix d'exercice de 6,54 \$ par action ordinaire, sous réserve d'un rajustement en conformité avec les modalités de l'acte relatif aux bons de souscription. Les bons de souscription de Cenovus ne conféreront aucun droit de vote ni aucun autre droit lié aux actions ordinaires de Cenovus. Un exemplaire de l'acte relatif aux bons de souscription est déposé et disponible sur SEDAR, au sedar.com, et sur EDGAR, au sec.gov (en anglais seulement).

Régime de droits des actionnaires

Cenovus a instauré un régime de droits des actionnaires (le « régime de droits des actionnaires »), adopté en 2009, qui crée un droit se rattachant à chaque action ordinaire. Jusqu'à la date de séparation, qui survient habituellement au moment d'une offre publique d'achat non sollicitée, aux termes de laquelle une personne fait l'acquisition ou tente de faire l'acquisition de 20 pour cent ou plus des actions ordinaires de Cenovus, les droits ne peuvent être séparés des actions ordinaires, ne peuvent être exercés, et aucun certificat de droits distinct n'est émis. Chaque droit permet au porteur, sauf l'acquéreur de la tranche de 20 pour cent d'actions, à compter de la date de séparation (à moins qu'elle ne soit reportée par le conseil de Cenovus) et avant certains délais d'expiration, d'acquies des actions ordinaires à 50 pour cent de leur cours du marché au moment de l'exercice. Dans le cadre de l'arrangement, les actionnaires de la société ont approuvé certaines modifications au régime de droits des actionnaires afin de garantir que l'acquisition d'actions ordinaires ou de droits d'acquies des actions ordinaires par une personne aux termes i) de l'arrangement; ii) des bons de souscription de Cenovus, y compris l'exercice de ceux-ci; ou iii) de l'exercice de tout droit préférentiel de souscription, notamment dans le cadre de tout placement complémentaire, aux termes de toute convention relative aux droits préférentiels de souscription (définie ci-après à la rubrique « Contrats importants » de la présente notice annuelle), n'entraînera pas d'« événement déclencheur » ou de « libération des droits » (au sens donné à ces termes dans le régime de droits des actionnaires). Le régime de droits des actionnaires a été modifié et reconfirmé à l'assemblée annuelle des actionnaires de 2021. Les actionnaires seront invités à reconfirmé le régime à chaque période de trois ans. Il sera demandé aux actionnaires de reconfirmé le régime de droits des actionnaires et, s'il y a lieu, d'approuver certaines modifications à celui-ci au cours de l'assemblée annuelle des actionnaires de 2024. S'il n'est pas reconfirmé par les actionnaires de Cenovus tous les trois ans, le régime de droits des actionnaires prendra fin. Un exemplaire du régime de droits des actionnaires a été déposé sur SEDAR le 12 mai 2021 et peut être consulté (en anglais seulement) sur SEDAR, au sedar.com, ou sur EDGAR, au sec.gov (en anglais seulement).

Plan de réinvestissement de dividendes

Cenovus a un plan de réinvestissement de dividendes qui permet aux porteurs d'actions ordinaires de réinvestir automatiquement dans des actions ordinaires additionnelles une partie ou la totalité des dividendes en espèces versés sur leurs actions ordinaires. Au gré de la société, les actions ordinaires additionnelles peuvent être émises sur le capital autorisé au cours moyen pondéré en fonction du volume des actions ordinaires (libellé dans la devise dans laquelle les actions ordinaires se négocient sur la bourse concernée) à la TSX pendant les cinq derniers jours de négociation précédant la date de versement de dividendes pertinente ou peuvent être achetées sur le marché.

Notes

Les renseignements qui suivent concernant les notes de Cenovus sont fournis puisqu'ils touchent les coûts de financement et la liquidité de la société. Plus particulièrement, les notes ont une incidence sur la capacité de Cenovus d'obtenir du financement à court terme et à long terme et sur le coût de ce financement. Un abaissement de la note actuellement accordée à la dette de Cenovus par les agences de notation de la société ou une variation négative des perspectives pourrait influencer défavorablement sur les coûts de financement de Cenovus et son accès à des sources de liquidités et de capital, et possiblement l'obliger à fournir des garanties supplémentaires sous forme d'espèces, de lettres de crédit ou d'autres instruments financiers. Pour obtenir plus

de détails, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion annuel de 2022 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle et pouvant être consultée sur SEDAR, au sedar.com, ou sur EDGAR, au sec.gov (en anglais seulement).

Le tableau suivant présente les notes actuelles et la perspective des titres d'emprunt et des actions privilégiées de premier rang de Cenovus :

	S&P Global Ratings (« S&P »)	Moody's Investors Service (« Moody's »)	DBRS Limited (« DBRS »)	Fitch Ratings Inc. (« Fitch »)
Titres de premier rang non garantis				
Notes à long terme	BBB-	Baa2	BBB (haut)	BBB-
Perspective/tendance	Stable	Stable	Stable	Positive
Actions privilégiées de premier rang de série 1	P-3		Pfd-3 (haut)	
Actions privilégiées de premier rang de série 2	P-3		Pfd-3 (haut)	
Actions privilégiées de premier rang de série 3	P-3		Pfd-3 (haut)	
Actions privilégiées de premier rang de série 5	P-3		Pfd-3 (haut)	
Actions privilégiées de premier rang de série 7	P-3		Pfd-3 (haut)	

Les notes visent à donner une mesure indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres. Les notes attribuées par les agences de notation ne constituent pas des recommandations aux fins de l'achat, de la détention ou de la vente des titres pas plus que les notes ne constituent un commentaire sur les cours des titres ou leur pertinence pour un investisseur particulier. Une note peut ne pas rester en vigueur pendant une période donnée et peut être révisée ou retirée ultérieurement par l'agence de notation en tout temps si, selon elle, les circonstances le justifient.

Les notes à long terme de S&P se situent sur une échelle d'évaluation qui varie de AAA à D, qui représentent la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. La note BBB- de S&P fait partie de la quatrième catégorie en importance sur 10 et indique que la créance affiche des paramètres de protection adéquats. Toutefois, une situation économique défavorable ou l'évolution de circonstances risquent plus vraisemblablement de se traduire par une diminution de la capacité du débiteur à respecter ses engagements financiers sur la créance. L'attribution d'un indicateur « + » ou « - » après la note indique la position relative au sein d'une catégorie de notation particulière. La perspective de la notation de S&P évalue l'orientation éventuelle d'une note à long terme sur le moyen terme, généralement jusqu'à deux ans pour une note de qualité investissement et jusqu'à un an pour une note de qualité spéculative. Les perspectives se répartissent en quatre catégories : « positive », « négative », « stable » et « évolutive ». Pour établir la perspective d'une note, toutes les possibilités de changements dans la conjoncture économique et/ou les conditions commerciales fondamentales sont prises en compte. Une perspective « stable » indique qu'une note ne changera vraisemblablement pas.

La notation des actions privilégiées par S&P constitue un avis prospectif concernant la solvabilité d'un débiteur à l'égard d'une obligation précise concernant des actions privilégiées émises sur le marché canadien en comparaison aux actions privilégiées émises par d'autres émetteurs sur le marché canadien. Il y a un lien direct entre les notes particulières attribuées sur l'échelle canadienne pour les actions privilégiées et les divers niveaux de notation de l'échelle mondiale de notation des titres de créance de S&P. Selon le système de notation de S&P, une note P-3 sur l'échelle de notation pour les actions privilégiées canadiennes équivaut à une note BB sur l'échelle des notes à long terme. Une note BB attribuée par S&P fait partie de la cinquième catégorie en importance sur 10 et indique que l'obligation est moins exposée au risque de défaut de paiement que d'autres titres spéculatifs. Toutefois, l'émetteur est constamment exposé à des incertitudes graves ou à des conditions commerciales, financières ou économiques défavorables qui pourraient empêcher le débiteur d'honorer les engagements financiers qui sont rattachés à l'obligation.

Les notes à long terme de Moody's se situent sur une échelle d'évaluation qui varie de Aaa à C, qui représentent la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. Une note Baa2 de Moody's fait partie de la quatrième catégorie en importance sur neuf et est attribuée aux titres d'emprunt qui sont considérés comme étant de qualité moyenne et qui sont exposés à un risque de crédit modéré et peuvent donc être assortis, à ce titre, de certaines caractéristiques spéculatives. L'ajout d'un indicateur 1, 2 ou 3 après l'évaluation indique sa position relative au sein d'une catégorie de notation particulière. L'indicateur 2 signifie que l'émission se place dans la partie médiane de sa catégorie de notation générique. La perspective de Moody's constitue une opinion concernant l'orientation probable de la note à moyen terme. Les perspectives se répartissent en quatre catégories : « positive », « négative », « stable » et « évolutive ». Une mention qu'une note est stable signifie qu'il est peu probable qu'elle soit modifiée à moyen terme.

Les notes à long terme de DBRS se situent sur une échelle d'évaluation qui varie de AAA à D, qui représentent la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. Une note BBB (haut) de DBRS fait partie de la quatrième catégorie en importance sur 10 et est attribuée aux titres d'emprunt considérés comme des titres ayant une qualité de crédit adéquate et une capacité de paiement des obligations financières acceptable. Les entités faisant partie de la catégorie BBB (haut) peuvent être vulnérables face aux éventualités futures. L'attribution d'un indicateur « (haut) » ou « (bas) » au sein de chaque catégorie de notation indique sa position relative au sein de la catégorie en question. L'attribution de l'indicateur « (haut) » indique que la note est dans la tranche supérieure de la catégorie. Les tendances de notation donnent des indications sur l'opinion de DBRS à l'égard de la perspective de la note en question. Les tendances de notation comportent trois catégories : « positive », « stable » ou « négative ». La tendance de notation indique l'opinion de DBRS sur la direction que prendra la note si les circonstances demeurent les mêmes ou, dans certains cas, si les défis ne sont pas relevés par l'émetteur.

Les notes attribuées aux actions privilégiées par DBRS reflètent une opinion du risque qu'un émetteur ne s'acquitte pas de toutes ses obligations, en ce qui concerne aussi bien les engagements en matière de dividendes que les engagements en matière de remboursement du capital, à l'égard des actions privilégiées émises sur le marché boursier canadien conformément aux modalités aux termes desquelles les actions privilégiées concernées ont été émises. La fourchette de notes des actions privilégiées de DBRS varie de Pfd-1 (qualité la plus élevée) à D (qualité la moins élevée). Selon le système de notation de DBRS, les actions privilégiées qui obtiennent une note Pfd-3 (haut) sont généralement jugées de qualité satisfaisante, puisque la protection des dividendes et du capital est toujours jugée acceptable, mais l'entité émettrice est plus sensible aux changements défavorables de la conjoncture économique ou des conditions financières, et d'autres conditions défavorables peuvent être présentes et nuire à la protection de la dette. Les notes Pfd-3 (haut) correspondent généralement aux émetteurs auxquels une note BBB ou une autre note de référence plus élevée peut être attribuée.

Les notes à long terme de Fitch se situent sur une échelle d'évaluation qui varie de AAA à BBB (qualité investissement) et de BB à D (qualité spéculative), qui représentent la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. Les termes « qualité investissement » et « qualité spéculative » sont des conventions du marché et ne signifient aucunement qu'un titre donné est recommandé ou endossé à des fins d'investissement. La note BBB- fait partie de la quatrième catégorie en importance sur 11 et indique qu'il est prévu que le risque de défaut est actuellement faible. La capacité de paiement des obligations financières est jugée adéquate, mais il est plus probable que des changements défavorables de la conjoncture commerciale ou économique nuisent à cette capacité. L'un des indicateurs « + » ou « - » peut être ajouté à une note pour indiquer la position relative au sein d'une catégorie de notation particulière. La perspective de notation de Fitch indique l'évolution que devrait connaître une note sur une période de un à deux ans, les perspectives concernant les notations de Fitch se répartissant en quatre catégories : « positive », « négative », « stable » ou « évolutive ». La perspective de notation reflète des tendances, notamment financières, qui n'ont pas encore atteint ou n'ont pas encore maintenu un niveau qui entraînerait une modification de la note, mais qui pourraient l'atteindre si elles se maintiennent. Une perspective positive ou négative ne signifie pas que la modification de la note est inévitable et, de manière similaire, une note avec une perspective stable peut être haussée ou abaissée sans révision préalable de la perspective. Lorsque la tendance fondamentale comporte à la fois des éléments positifs et négatifs forts et conflictuels, la perspective peut être décrite comme évolutive. Une perspective de notation positive indique une tendance à la hausse de la note sur l'échelle d'évaluation.

Au cours des deux derniers exercices, Cenovus a effectué des paiements à S&P, à Moody's, à DBRS et à Fitch en ce qui concerne la notation des titres d'emprunt de la société. De plus, Cenovus a acheté des produits et des services auprès de S&P, de Moody's, de DBRS et de Fitch au cours de la même période.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Toutes les actions ordinaires en circulation de Cenovus sont inscrites et affichées aux fins de négociation à la TSX et à la NYSE sous le symbole CVE. Le tableau qui suit présente la fourchette des cours et le volume des actions négociées chaque mois en 2022 :

	TSX				NYSE			
	Fourchette des cours (\$ par action)			Volume (en milliers) ¹⁾	Fourchette des cours (\$ US par action)			Volume (en milliers) ²⁾
	Haut	Bas	Clôture		Haut	Bas	Clôture	
Janvier	19,23	16,01	18,49	307 839	15,35	12,27	14,55	233 256
Février	20,56	17,89	19,93	311 205	16,16	14,07	15,70	258 069
Mars	21,52	18,19	20,84	423 696	17,21	14,19	16,68	349 464
Avril	25,07	20,24	23,75	314 926	19,64	15,85	18,48	227 586
Mai	30,25	23,05	29,32	357 464	23,91	17,86	23,17	234 231
Juin	31,19	23,01	24,49	331 733	24,91	17,72	19,01	216 826
Juillet	25,36	20,03	24,40	245 477	19,62	15,20	19,08	212 047
Août	25,95	20,55	24,64	223 696	19,99	15,80	18,76	196 415
Septembre	25,86	19,90	21,22	249 955	19,66	14,45	15,37	159 765
Octobre	28,18	22,10	27,54	217 419	20,64	16,14	20,20	178 277
Novembre	29,99	25,03	26,75	212 189	22,17	18,57	19,89	153 094
Décembre	27,36	23,85	26,27	163 343	20,37	17,42	19,41	102 243

1) *Tel que déclaré par tous les marchés canadiens. Source : Bloomberg.*

2) *Tel que déclaré par tous les marchés américains. Source : Bloomberg.*

Les bons de souscription de Cenovus sont inscrits à la cote de la TSX et de la NYSE et y sont négociés sous les symboles CVE.WT et CVE.WS, respectivement, et les actions privilégiées de premier rang de série 1, les actions privilégiées de premier rang de série 2, les actions privilégiées de premier rang de série 3, les actions privilégiées de premier rang de série 5 et les actions privilégiées de premier rang de série 7 sont inscrites à la cote de la TSX et y sont négociées sous les symboles CVE.PR.A, CVE.PR.B, CVE.PR.C, CVE.PR.E et CVE.PR.G, respectivement.

La fourchette des cours et le volume des bons de souscription de Cenovus négociés à la TSX et à la NYSE en 2022 sont présentés ci-après :

	TSX				NYSE			
	Fourchette des cours (\$ par action)			Volume (en milliers)	Fourchette des cours (\$ US par action)			Volume (en milliers)
	Haut	Bas	Clôture		Haut	Bas	Clôture	
Janvier	12,77	9,99	12,00	871	10,11	7,82	9,36	454
Février	14,01	11,55	13,40	794	11,00	9,20	10,47	228
Mars	15,00	11,80	14,50	868	12,02	9,37	11,55	195
Avril	18,46	13,80	17,05	1 042	14,42	10,90	13,53	182
Mai	23,63	16,49	22,82	1 246	18,52	12,91	18,00	164
Juin	24,58	16,53	17,91	2 473	19,55	12,84	13,80	293
Juillet	18,59	13,51	17,91	1 528	14,18	10,40	14,07	95
Août	19,36	14,05	18,18	1 317	14,88	10,98	14,07	95
Septembre	19,29	13,43	14,60	929	14,43	9,88	10,55	98
Octobre	21,99	15,59	20,94	1 247	15,60	11,31	15,60	87
Novembre	23,43	18,45	20,18	1 343	17,13	13,70	15,29	80
Décembre	20,74	17,22	19,71	377	15,28	12,75	14,58	38

La fourchette des cours et le volume des actions privilégiées de premier rang de série 1 à la TSX en 2022 sont présentés ci-après :

	Fourchette des cours (\$ par action)			Volume (en milliers)
	Haut	Bas	Clôture	
Janvier	20,63	18,36	18,99	177
Février	19,36	16,02	16,99	85
Mars	17,55	15,35	17,13	99
Avril	17,15	14,60	15,15	133
Mai	16,70	14,07	16,64	79
Juin	17,12	15,18	15,21	171
Juillet	15,26	13,88	14,96	78
Août	15,52	14,26	14,85	84
Septembre	15,30	14,12	14,15	81
Octobre	14,65	13,30	13,70	97
Novembre	14,99	13,74	14,99	105
Décembre	15,48	13,44	13,99	150

La fourchette des cours et le volume des actions privilégiées de premier rang de série 2 à la TSX en 2022 sont présentés ci-après :

	Fourchette des cours (\$ par action)			Volume (en milliers)
	Haut	Bas	Clôture	
Janvier	17,95	16,00	17,25	8
Février	17,58	16,71	16,71	18
Mars	17,20	16,56	16,70	11
Avril	16,70	15,79	15,79	3
Mai	15,52	15,00	15,30	9
Juin	16,50	15,23	15,51	5
Juillet	15,51	15,00	15,00	6
Août	16,47	14,99	16,47	5
Septembre	16,36	15,60	15,60	11
Octobre	16,00	15,25	15,96	11
Novembre	15,96	15,40	15,68	5
Décembre	16,00	13,82	15,00	13

La fourchette des cours et le volume des actions privilégiées de premier rang de série 3 à la TSX en 2022 sont présentés ci-après :

	Fourchette des cours (\$ par action)			Volume (en milliers)
	Haut	Bas	Clôture	
Janvier	24,00	23,39	23,71	103
Février	23,92	22,82	22,82	86
Mars	23,79	22,77	23,60	190
Avril	23,65	19,18	21,22	272
Mai	23,48	20,79	23,44	114
Juin	23,50	21,28	21,52	67
Juillet	21,99	19,32	20,28	56
Août	21,99	20,10	21,40	89
Septembre	21,50	19,85	20,42	120
Octobre	20,42	19,39	19,60	61
Novembre	20,22	19,10	19,40	87
Décembre	19,95	19,10	19,91	149

La fourchette des cours et le volume des actions privilégiées de premier rang de série 5 à la TSX en 2022 sont présentés ci-après :

	Fourchette des cours (\$ par action)			Volume (en milliers)
	Haut	Bas	Clôture	
Janvier	24,80	24,02	24,74	79
Février	24,97	23,65	23,77	169
Mars	24,88	23,47	24,49	129
Avril	24,50	20,81	21,45	58
Mai	23,65	20,80	23,65	119
Juin	23,85	21,91	22,20	124
Juillet	22,55	20,18	21,13	66
Août	22,46	21,20	22,01	52
Septembre	22,10	20,61	21,25	66
Octobre	21,49	20,51	20,71	78
Novembre	21,20	20,05	20,99	99
Décembre	22,42	20,27	20,27	158

La fourchette des cours et le volume des actions privilégiées de premier rang de série 7 à la TSX en 2022 sont présentés ci-après :

	Fourchette des cours (\$ par action)			Volume (en milliers)
	Haut	Bas	Clôture	
Janvier	23,50	22,80	23,34	62
Février	23,40	22,54	22,60	42
Mars	22,97	22,06	22,97	182
Avril	22,97	19,00	20,40	255
Mai	22,56	19,65	22,56	55
Juin	22,59	20,60	21,01	239
Juillet	21,31	18,87	20,01	27
Août	21,14	19,32	20,44	67
Septembre	21,10	19,52	20,38	74
Octobre	20,65	19,00	19,35	231
Novembre	20,03	19,03	19,41	84
Décembre	20,24	19,11	20,00	118

ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Administrateurs

Les personnes qui suivent sont les administrateurs de Cenovus :

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis ¹⁾	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Keith M. Casey ^{2),5)} San Antonio (Texas) États-Unis	2020	M. Casey est chef de la direction de Pin Oak Group, LLC, société fermée de services intermédiaires, depuis février 2022. Il a été chef de la direction de Tatanka Midstream LLC, société fermée de services intermédiaires, de mars 2020 à janvier 2022. M. Casey a travaillé pendant cinq ans auprès de Andeavor Corporation (« Andeavor »), auparavant désignée Tesoro Corporation, société pétrolière intégrée de commercialisation, de raffinage et de logistique. M. Casey a été vice-président directeur, Activités commerciales et chaîne de valeur, d'Andeavor d'août 2016 à octobre 2018, vice-président directeur, Exploitation, de mai 2014 à août 2016 et vice-président principal, Stratégie et développement des affaires, d'avril 2013 à mai 2014. M. Casey a été administrateur d'Andeavor Logistics LP, auparavant Tesoro Logistics LP, société ouverte de services intermédiaires, d'avril 2014 à avril 2015, et a agi à titre d'administrateur pour un certain nombre de sociétés fermées de services intermédiaires. M. Casey travaille dans le secteur du raffinage depuis 1998 et a auparavant exercé des fonctions de leadership et d'exploitation au sein de BP Products North America Inc., de Praxair Incorporated et de Union Carbide Corp.

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis ¹⁾	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Canning K.N. Fok Région administrative spéciale de Hong Kong	2021	M. Fok est administrateur membre de la direction et codirecteur général de groupe de CK Hutchison Holdings Limited, société ouverte de télécommunications, d'infrastructures, de vente au détail et de services portuaires et services connexes; président du conseil et administration : de Hutchison Telecommunications Hong Kong Holdings Limited, exploitant de services de télécommunications coté en bourse; de Hutchison Telecommunications (Australia) Limited, fournisseur de services de télécommunications coté en bourse; de Hutchison Port Holdings Management Pte. Limited, à titre de fiduciaire-gestionnaire de Hutchison Port Holdings Trust, gestionnaire d'une fiducie commerciale de port à conteneurs cotée en bourse; de Power Assets Holdings Limited, investisseur mondial en énergie coté en bourse; de TPG Telecom Limited, fournisseur de services de télécommunications coté en bourse; de HK Electric Investments Manager Limited, à titre de fiduciaire-gestionnaire de HK Electric Investments, gestionnaire d'une fiducie axée sur le secteur de l'énergie cotée en bourse; et de HK Electric Investments Limited, fiducie axée sur le secteur de l'énergie cotée en bourse. M. Fok est vice-président du conseil et administrateur membre de la direction de CK Infrastructure Holdings Limited, société ouverte mondiale de développement et d'investissement en infrastructures, et président adjoint du conseil des commissaires de PT Indosat Tbk, fournisseur de services de télécommunications coté en bourse. M. Fok a été coprésident du conseil de Husky d'août 2000 au 31 décembre 2020, et il a été administrateur de Husky jusqu'en mars 2021, avant la fusion de Husky avec la société.
Jane E. Kinney^{3),5)} Toronto (Ontario) Canada	2019	M ^{me} Kinney est administratrice d'Intact Corporation financière, compagnie d'assurance ouverte, depuis mai 2019; et administratrice et présidente du conseil de Nautilus Indemnity Holdings Limited, compagnie d'assurance fermée, depuis février et juillet 2021, respectivement. M ^{me} Kinney a travaillé 25 ans chez Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. Canada (« Deloitte ») et est devenue associée de Deloitte en 1997. Elle a été nommée vice-présidente du conseil, membre de l'équipe de direction de Deloitte en juin 2010 et a occupé ce poste jusqu'à son départ à la retraite en juin 2019. Auparavant, elle a occupé divers postes auprès de Deloitte dont celui d'associée directrice canadienne du groupe Gestion des risques et de la qualité de mai 2010 à juin 2015, de chef de la gestion des risques à l'échelle mondiale de juin 2010 à mai 2012 et de directrice du groupe de pratique réglementaire et de gestion des risques de juin 1999 à mai 2010. Elle a également été conférencière à l'Université du Manitoba, à l'Université Dalhousie et à l'Université Saint Mary's.
Harold N. Kvisle^{2),4)} Calgary (Alberta) Canada	2018	M. Kvisle est administrateur, depuis mai 2009, et président du conseil d'ARC Resources Ltd., société pétrolière et gazière ouverte, et administrateur, depuis juin 2017, et président du conseil, depuis janvier 2019, de Finning International Inc., société ouverte d'équipement lourd. Il a été administrateur de Cona Resources Ltd. (« Cona »), société ouverte de pétrole lourd, de novembre 2011 à mai 2018, lorsque Cona a été acquise par Waterous Energy Fund. M. Kvisle a été président et chef de la direction de Société d'énergie Talisman Inc. (« Talisman »), société pétrolière et gazière ouverte, de septembre 2012 à mai 2015 et administrateur de Talisman de mai 2010 à mai 2015. De 2001 à 2010, M. Kvisle était président et chef de la direction de TransCanada Corporation, désormais Corporation TC Énergie (« TC Énergie »), une société ouverte d'énergie et de pipelines. Avant de se joindre à TC Énergie en 1999, il était président de Fletcher Challenge Energy Canada Inc. M. Kvisle travaille dans le secteur du pétrole et du gaz depuis 1975 et dans les secteurs des services publics et de l'électricité depuis 1999.

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis¹⁾	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Eva L. Kwok^{2),4)} Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2021	M ^{me} Kwok est présidente du conseil, administratrice et chef de la direction d'Amara Holdings Inc., société de portefeuille de placements fermée. Elle est également administratrice de CK Life Sciences Int'l., (Holdings) Inc., société ouverte dont les activités sont liées à la nutraceutique, à la pharmaceutique et à l'agriculture; de CK Infrastructure Holdings Limited, société ouverte mondiale de développement et d'investissement en infrastructures; de CK Asset Holdings Limited, société ouverte mondiale d'infrastructures de services publics et de gestion, de développement et d'investissement immobilier; et de la Li Ka Shing (Canada) Foundation, et elle a été administratrice de Husky d'août 2000 à mars 2021, avant la fusion de Husky avec Cenovus.
Melanie A. Little^{2),5)} Alpharetta (Géorgie) États-Unis	2023	M ^{me} Little est présidente et chef de la direction de Colonial Pipeline Company, société fermée de pipelines et de terminaux de produits raffinés, depuis janvier 2023, et administratrice de la International Liquid Terminals Association et de The Discovery Lab. M ^{me} Little a été vice-présidente directrice et chef de l'exploitation de Magellan Midstream Partners, L.P. (« Magellan »), société de personnes ouverte de transport, de stockage et de distribution de produits de pétrole, de juin 2022 à janvier 2023, et vice-présidente principale, Opérations et environnement, santé et sécurité, de Magellan de juillet 2017 à mai 2022. Pendant sa carrière de 21 ans auprès de Magellan, elle a occupé un certain nombre de postes de haute direction, dont ceux de vice-présidente, Opérations et Pétrole brut commercial, de février 2011 à juin 2017, et de directrice des services de transport pour les produits raffinés et de transport maritime, de juin 2007 à janvier 2011 ; et des rôles de direction de l'environnement, de la santé et de la sécurité de janvier 2004 à mai 2007. M ^{me} Little a été directrice de la conformité environnementale chez The Williams Companies Inc., société ouverte d'infrastructures et distributeur d'énergie, de juin 2001 à décembre 2003, et elle a occupé divers postes de gestion de projet en assainissement de l'environnement pour le compte des forces armées des États-Unis et en construction civile alors qu'elle était en service actif au sein des forces armées des États-Unis. M ^{me} Little a été administratrice de Diversified Energy Company plc, producteur pétrolier et gazier coté en bourse, de décembre 2019 à décembre 2022.
Keith A. MacPhail^{4),6)} Calgary (Alberta) Canada	2018	M. MacPhail est président du conseil de Cenovus depuis avril 2020 et administrateur depuis 2018. Il est administrateur de NuVista Energy Ltd., société pétrolière et gazière ouverte, depuis juillet 2003 et en a été le président du conseil de juillet 2003 à mai 2020. Il a également été administrateur de Bonavista Energy Corporation, auparavant Bonavista Petroleum Ltd. (« Bonavista »), société pétrolière et gazière ouverte, de novembre 1997 à août 2020; président du conseil de mars 2012 à août 2020; président du conseil membre de la direction de 2012 à 2018; président du conseil et chef de la direction de 2008 à 2012; et président et chef de la direction de 1997 à 2008. M. MacPhail a été administrateur de Canadian Natural Resources Limited (« CNRL ») de 1993 à 2015. Avant de se joindre à Bonavista en 1997, M. MacPhail a gravi les échelons au sein de la direction de CNRL, le dernier poste qu'il a occupé étant celui de vice-président directeur et chef de l'exploitation. Auparavant, il a été directeur de la production auprès de POCO Petroleum Ltd.
Richard J. Marcogliese^{3),5)} Alamo (Californie) États-Unis	2016	M. Marcogliese est directeur d'iRefine, LLC, société fermée de consultation en raffinage de pétrole, depuis juin 2011; et administrateur de Delek US Holdings, Inc., société ouverte d'énergie en aval, depuis janvier 2020. Il a été conseiller exécutif de Pilko & Associates L.P., société fermée d'expertise-conseils en produits chimiques et en énergie, de juin 2011 à décembre 2019; conseiller en exploitation auprès de NTR Partners III LLC, société fermée de placement, d'octobre 2013 à décembre 2017; et, de septembre 2012 à janvier 2016, conseiller en exploitation auprès du chef de la direction de Philadelphia Energy Solutions, un partenariat entre The Carlyle Group et une filiale d'Energy Transfer Partners, L.P. qui exploitait une installation de raffinage de pétrole sur le littoral est des États-Unis.

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis¹⁾	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Claude Mongeau^{3),5)} Montréal (Québec) Canada	2016	M. Mongeau est administrateur de La Banque Toronto-Dominion, institution financière internationale, depuis mars 2015, et administrateur de Norfolk Southern Corporation, société ouverte de transport ferroviaire en Amérique du Nord, depuis septembre 2019. Il a été administrateur de TELUS Corporation, société ouverte de télécommunications, de mai 2017 à août 2019. Il a également été administrateur de la Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada (« CN »), société ouverte ferroviaire et de transport, d'octobre 2009 à juillet 2016, et président et chef de la direction de janvier 2010 à juin 2016. Pendant son mandat auprès du CN, il a également été vice-président directeur et chef des finances d'octobre 2000 à décembre 2009, et a occupé divers postes aux responsabilités croissantes à compter du moment où il s'est joint à l'entreprise en 1994. M. Mongeau a également été administrateur du Groupe SNC-Lavalin inc. d'août 2003 à mai 2015.
Alexander J. Pourbaix⁷⁾ Calgary (Alberta) Canada	2017	M. Pourbaix est président et chef de la direction de Cenovus depuis le 6 novembre 2017 et est administrateur de Canadian Utilities Limited, société ouverte d'infrastructures d'énergie diversifiées mondiales, depuis novembre 2019. Il a été administrateur de Trican Well Service Ltd., société ouverte de services de pétrolifères, de mai 2012 à décembre 2019. M. Pourbaix a été chef de l'exploitation de TC Énergie d'octobre 2015 à avril 2017. Pendant son mandat chez TC Énergie, il a également été vice-président directeur et président, Développement, de mars 2014 à septembre 2015, président, Énergie et oléoducs, de juillet 2010 à février 2014, et a occupé divers postes aux responsabilités croissantes à compter du moment où il s'est joint à l'entreprise en 1994.
Wayne E. Shaw^{3),5)} Toronto (Ontario) Canada	2021	M. Shaw est président de G.E. Shaw Investments Limited, société fermée de portefeuille de placements, depuis 2012. Avant de prendre sa retraite, en avril 2013, il était associé principal du cabinet d'avocats Stikeman Elliott S.E.N.C.R.L., s.r.l. de Toronto, en Ontario. M. Shaw est également administrateur de la Li Ka Shing (Canada) Foundation et a été administrateur de Husky d'août 2000 à mars 2021, avant la fusion de Husky avec Cenovus.
Frank J. Sixt⁴⁾ Région administrative spéciale de Hong Kong	2021	M. Sixt est administrateur membre de la direction, directeur des finances du Groupe et directeur général adjoint de CK Hutchison Holdings Limited, société ouverte de télécommunications, d'infrastructures, de vente au détail et de services portuaires et services connexes. M. Sixt est également président du conseil d'administration non membre de la direction de TOM Group Limited, société ouverte de médias et de technologie; administrateur membre de la direction de CK Infrastructure Holdings Limited, société ouverte mondiale de développement et d'investissement en infrastructures; administrateur non membre de la direction de TPG Telecom Limited et administrateur de Hutchison Telecommunications (Australia) Limited (« HTAL »), deux sociétés ouvertes de prestations de services de télécommunications; et administrateur remplaçant d'un administrateur de HTAL, de HK Electric Investments Manager Limited, à titre de fiduciaire-gestionnaire de HK Electric Investments, gestionnaire d'une fiducie axée sur le secteur de l'énergie cotée en bourse; et de HK Electric Investments Limited, fiducie axée sur le secteur de l'énergie cotée en bourse. En outre, M. Sixt est commissaire de PT Indosat Tbk, fournisseur de services de télécommunications coté en bourse. Il est également administrateur de la Li Ka Shing (Canada) Foundation et de Li Ka Shing Foundation Limited et il a été administrateur de Husky d'août 2000 à mars 2021, avant la fusion de Husky avec Cenovus.

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis ¹⁾	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Rhonda I. Zygocki ^{2),4)} Friday Harbor (Washington) États-Unis	2016	M ^{me} Zygocki a été vice-présidente directrice des politiques et de la planification auprès de Chevron Corporation (« Chevron »), société d'énergie intégrée ouverte, de mars 2011 à sa retraite en février 2015. Au cours de sa carrière de 34 ans chez Chevron, elle a occupé plusieurs postes de haute direction et de cadre supérieur dans les domaines des activités internationales, des relations publiques, de la planification stratégique, des politiques, des affaires gouvernementales et de la santé, de l'environnement et de la sécurité.

1) Les administrateurs qui suivent ont été élus ou nommés au conseil de Cenovus :

- M^{me} Zygocki et M. Marcogliese ont tout d'abord été élus administrateurs de Cenovus à l'assemblée annuelle des actionnaires du 27 avril 2016.
- M. Mongeau a été nommé administrateur de Cenovus à compter du 1^{er} décembre 2016.
- M. Pourbaix a été nommé président et chef de la direction et administrateur de Cenovus à compter du 6 novembre 2017.
- MM. Kvisle et MacPhail ont tout d'abord été élus administrateurs de Cenovus à l'assemblée annuelle des actionnaires du 25 avril 2018.
- M^{me} Kinney a tout d'abord été élue administratrice de Cenovus à l'assemblée annuelle des actionnaires du 24 avril 2019.
- M. Casey a tout d'abord été élu administrateur de Cenovus le 29 avril 2020.
- M^{me} Kwok et MM. Fok, Shaw et Sixt ont été nommés administrateurs de Cenovus le 1^{er} janvier 2021.
- M^{me} Little a été nommée administratrice le 1^{er} janvier 2023.

Le mandat de chaque administrateur commence à la date de l'assemblée à laquelle il est élu ou nommé et prend fin à la prochaine assemblée annuelle des actionnaires ou jusqu'à ce qu'un remplaçant soit élu ou nommé.

- 2) Membre du comité des ressources humaines et de la rémunération. M^{me} Little a été nommée membre du comité des ressources humaines et de la rémunération le 1^{er} janvier 2023.
- 3) Membre du comité d'audit.
- 4) Membre du comité de gouvernance.
- 5) Membre du comité de la sécurité, de la durabilité et des réserves. M^{me} Little a été nommée membre du comité de la sécurité, de la durabilité et des réserves le 1^{er} janvier 2023.
- 6) Membre d'office, bénéficiant d'une invitation permanente, sans droit de vote du comité d'audit, du comité des ressources humaines et de la rémunération et du comité de la sécurité, de la durabilité et des réserves. En tant que membre d'office sans droit de vote, M. MacPhail assiste aux réunions lorsque son horaire le lui permet et peut voter lorsque cela est requis pour atteindre le quorum fixé.
- 7) À titre de dirigeant et d'administrateur non indépendant, M. Pourbaix ne siège à aucun comité du conseil de Cenovus.

Membres de la haute direction

Les personnes suivantes sont les membres de la haute direction de Cenovus :

Nom et résidence	Poste et fonctions principales au cours des cinq dernières années
Alexander J. Pourbaix Calgary (Alberta) Canada	Président et chef de la direction Les renseignements d'ordre biographique de M. Pourbaix sont présentés à la rubrique « Administrateurs ».
Jeffrey R. Hart Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur et chef des finances M. Hart a été nommé vice-président directeur et chef des finances de Cenovus le 1 ^{er} janvier 2021. De novembre 2018 au 1 ^{er} janvier 2021, il a été chef des finances de Husky; d'avril 2018 à novembre 2018, il a été chef des finances par intérim de Husky et d'octobre 2015 à avril 2018, il a été vice-président contrôleur de Husky Oil Operations Limited.
Jonathan M. McKenzie Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur et chef de l'exploitation M. McKenzie a été nommé vice-président directeur et chef de l'exploitation de Cenovus le 1 ^{er} janvier 2021. De mai 2018 au 1 ^{er} janvier 2021, il a été vice-président directeur et chef des finances de Cenovus. D'avril 2015 à avril 2018, M. McKenzie a été chef des finances de Husky. D'avril 2011 à avril 2015, M. McKenzie a été chef des finances et chef des affaires commerciales d'Irving Oil Ltd.; et de mars 2009 à mai 2011, M. McKenzie a été vice-président et contrôleur de Suncor Énergie Inc.
Keith A. Chiasson Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Activités en aval M. Chiasson a été nommé vice-président directeur, Activités en aval, de Cenovus le 1 ^{er} mars 2019. De décembre 2017 à février 2019, il a été vice-président principal, Activités en aval, de Cenovus. De mai 2017 à décembre 2017, il a été vice-président des activités de production des sables bitumineux de Cenovus, et de juillet 2016 à mai 2017, il a été vice-président de l'exploitation de Cenovus. D'avril 2016 à juillet 2016, M. Chiasson a été le directeur de l'exploitation pour le projet Kearl chez Imperial Oil Resources; de septembre 2013 à avril 2016, il a été le directeur de l'exploitation d'ExxonMobil pour la région des États-Unis; et de janvier 2012 à septembre 2013, M. Chiasson a été directeur de la planification et de l'analyse commerciale d'ExxonMobil Production Company.

Nom et résidence	Poste et fonctions principales au cours des cinq dernières années
P. Andrew Dahlin Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Services à l'entreprise et exploitation M. Dahlin a été nommé vice-président directeur, Services à l'entreprise et exploitation de Cenovus le 1 ^{er} mars 2022. Du 1 ^{er} janvier 2021 au 28 février 2022, il a été vice-président directeur, Services techniques, sécurité et exploitation de Cenovus. De novembre 2020 au 1 ^{er} janvier 2021, M. Dahlin a été vice-président directeur, Activités en aval, de Husky; de mai 2020 à novembre 2020, il a été vice-président directeur, Activités en amont sur les côtes, de Husky; de mai 2018 à mai 2020, il a été vice-président principal, Sables bitumineux et pétrole lourd, de Husky Oil Operations Limited; de juin 2017 à mai 2018, il a été vice-président principal, Pétrole lourd, de Husky Oil Operations Limited; et d'avril 2012 à mai 2017, il a été vice-président, Activités en amont, de Husky Oil Operations Limited.
Norrie C. Ramsay Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Activités en amont – Projets thermiques, projets d'envergure et activités extracôtières M. Ramsay a été nommé vice-président directeur, Activités en amont – Projets thermiques, projets d'envergure et activités extracôtières de Cenovus le 1 ^{er} janvier 2021. De janvier 2020 au 1 ^{er} janvier 2021, il a été vice-président directeur, Activités en amont, de Cenovus; de décembre 2019 à janvier 2020, il a été vice-président directeur de Cenovus; de juin 2019 à novembre 2019, il a été vice-président principal, Projets, de TC Énergie; d'août 2014 à mai 2019, il a été vice-président principal, Centre et projets techniques, de TC Énergie; et de mai 2010 à juillet 2014, il a été vice-président mondial, Projets et ingénierie, de la Société d'énergie Talisman Inc.
Karamjit S. Sandhar Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Stratégie et expansion de l'entreprise M. Sandhar a été nommé vice-président directeur, Stratégie et expansion de l'entreprise, de Cenovus le 1 ^{er} janvier 2021. De janvier 2020 au 1 ^{er} janvier 2021, M. Sandhar a été vice-président principal, secteur Classique, de Cenovus, et vice-président principal, Deep Basin, de Cenovus, avant que le secteur Deep Basin soit renommé le secteur Classique au cours du premier trimestre de 2020. De décembre 2017 à décembre 2019, M. Sandhar a été vice-président principal, Stratégie et expansion de l'entreprise, de Cenovus; de juillet 2016 à décembre 2017, il a été vice-président, Relations avec les investisseurs et expansion de l'entreprise, de Cenovus; et de mai 2016 à juillet 2016, il a été vice-président, Relations avec les investisseurs, de Cenovus.
J. Drew Zieglansberger Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Services techniques et gaz naturel M. Zieglansberger a été nommé vice-président directeur, Services techniques et gaz naturel, de Cenovus le 1 ^{er} mars 2022. Du 1 ^{er} janvier 2021 au 28 février 2022, il a été vice-président directeur – Activités en amont – secteur Classique et intégration, de Cenovus. De janvier 2020 au 1 ^{er} janvier 2021, M. Zieglansberger a été vice-président directeur, Stratégie et expansion de l'entreprise, de Cenovus; de janvier 2018 à décembre 2019, il a été vice-président directeur, Activités en amont, de Cenovus; d'avril 2017 à janvier 2018, il a été vice-président directeur, Deep Basin, de Cenovus; de septembre 2015 à avril 2017, il a été vice-président directeur, Production des sables bitumineux, de Cenovus; de juin 2015 à août 2015, il a été vice-président directeur, Exploitation et services partagés, de Cenovus; de juin 2012 à mai 2015, il a été vice-président principal, Exploitation et services partagés, de Cenovus; de janvier 2012 à mai 2012, il a été vice-président principal, Réglementation, collectivités locales et militaire, de Cenovus; et de décembre 2010 à janvier 2012, il a été vice-président principal de Cenovus à Christina Lake.
Rhona M. DelFrari Calgary (Alberta) Canada	Chef de la durabilité et vice-présidente principale, Relations avec les parties prenantes M ^{me} DelFrari a été nommée chef de la durabilité et vice-présidente principale, Relations avec les parties prenantes, de Cenovus le 1 ^{er} janvier 2021. D'octobre 2019 à décembre 2020, M ^{me} DelFrari a été vice-présidente, Durabilité et engagement, de Cenovus; de mai 2018 à octobre 2019, elle a été vice-présidente, Communications et engagement externe, de Cenovus; d'octobre 2017 à mai 2018, elle a été vice-présidente, Communications et relations avec les collectivités, de Cenovus; de juin 2017 à octobre 2017, elle a été vice-présidente, Communications et gestion de la réputation, de Cenovus; et, de janvier 2008 à juin 2017, elle a occupé divers postes au sein des portefeuilles des stratégies et des communications de Cenovus.
Gary F. Molnar Calgary (Alberta) Canada	Vice-président principal, Contentieux, chef du contentieux et secrétaire général M. Molnar a été nommé vice-président principal, Contentieux, chef du contentieux et secrétaire général de Cenovus le 1 ^{er} janvier 2021. De décembre 2015 au 1 ^{er} janvier 2021, M. Molnar a été vice-président, Contentieux, chef adjoint du contentieux et secrétaire général de Cenovus; de mars 2011 à décembre 2015, il a été vice-président, Contentieux, et secrétaire général adjoint de Cenovus; et de novembre 2009 à mars 2011, il a été vice-président et secrétaire général adjoint de Cenovus.

Nom et résidence	Poste et fonctions principales au cours des cinq dernières années
Susan M. Anderson Calgary (Alberta) Canada	Vice-présidente principale, Services généraux M ^{me} Anderson a été nommée vice-présidente principale, Services généraux, de Cenovus le 1 ^{er} mars 2022. De janvier 2021 à février 2022, elle a été vice-présidente, Gestion de la chaîne d'approvisionnement, de Cenovus. De novembre 2017 à janvier 2021, M ^{me} Anderson a été vice-présidente et chef de l'approvisionnement de Husky et, de décembre 2013 à novembre 2017, elle a été vice-présidente, Contentieux, de Husky.

Au 31 décembre 2022, la totalité des administrateurs et des membres de la haute direction de Cenovus, en tant que groupe, étaient propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 3 776 348 actions ordinaires, soit environ 0,20 pour cent du nombre d'actions ordinaires qui étaient en circulation à cette date, ou exerçaient un contrôle ou une emprise sur de telles actions, directement ou indirectement.

Les investisseurs devraient être conscients du fait que certains des administrateurs et des dirigeants de Cenovus sont des administrateurs et des dirigeants d'autres sociétés ouvertes ou fermées. Certaines de ces sociétés ouvertes ou fermées peuvent, de temps à autre, participer à des opérations commerciales ou entretenir des relations bancaires pouvant créer des situations de conflits d'intérêts. En cas de conflits d'intérêts, ceux-ci seront réglés en conformité avec le Code et les procédures et exigences des dispositions pertinentes de la LCSA, y compris le devoir de ces administrateurs ou dirigeants d'agir honnêtement et de bonne foi dans l'intérêt fondamental de Cenovus.

Ordonnances de cessation des opérations, faillites, pénalités ou sanctions

À la connaissance de la société, aucun de ses administrateurs ou de ses membres de la haute direction actuels n'est, à la date de la présente notice annuelle, ni n'a été, au cours des 10 années précédant la date de la présente notice annuelle, un administrateur, un chef de la direction ou un chef des finances d'une société qui :

- a) a fait l'objet d'une ordonnance de cessation des opérations, d'une ordonnance similaire ou d'une ordonnance qui empêchait la société en question d'obtenir certaines dispenses aux termes de la législation en valeurs mobilières, qui est restée en vigueur pendant une période de plus de 30 jours consécutifs (chacune, une « ordonnance ») et qui a été rendue alors que cet administrateur ou ce membre de la haute direction agissait en qualité d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances;
- b) a fait l'objet d'une ordonnance qui a été rendue après la fin du mandat de cet administrateur ou de ce membre de la haute direction à titre d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances et qui découlait d'un événement s'étant produit pendant le mandat de cette personne à titre d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances.

À la connaissance de la société, aucun de ses administrateurs ou de ses membres de la haute direction :

- a) n'est, à la date de la présente notice annuelle, ni n'a été, au cours des 10 années précédant la date de la présente notice annuelle, un administrateur ou un membre de la haute direction d'une société qui, alors que cette personne agissait à ce titre, ou dans l'année de la cessation de ses fonctions à ce titre, a fait faillite, a fait une proposition en vertu d'une loi relativement à la faillite ou à l'insolvabilité ou a fait l'objet de procédures, d'un arrangement ou d'un concordat avec des créanciers ou en a institué ou conclu ou s'est vu nommer un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic pour détenir ses actifs;
- b) n'a, au cours de la période de 10 ans précédant la date de la présente notice annuelle, fait faillite, fait une proposition en vertu des lois relativement à la faillite ou à l'insolvabilité ni n'a fait l'objet de procédures, d'un arrangement ou d'un concordat avec des créanciers ou n'en a institué ou conclu ou s'est vu nommer un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic pour détenir ses actifs.

À la connaissance de la société, aucun de ses administrateurs ou de ses membres de la haute direction n'a fait l'objet :

- a) de pénalités ou de sanctions imposées par un tribunal se rapportant à la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières ni n'a conclu un règlement amiable avec une autorité en valeurs mobilières;
- b) de toute autre pénalité ou sanction imposée par un tribunal ou un organisme de réglementation qui serait vraisemblablement considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision d'investissement.

COMITÉ D'AUDIT

Le texte du mandat du comité d'audit est joint à l'annexe C de la présente notice annuelle.

Composition du comité d'audit

Le comité d'audit se compose de quatre membres, qui sont tous indépendants et ont tous des connaissances financières conformément au *Règlement 52-110 sur le comité d'audit*. Le conseil a déterminé que les membres qui suivent du comité d'audit de Cenovus répondent à la définition d'« expert financier du comité d'audit » au sens attribué à « audit committee financial expert » dans la législation en valeurs mobilières des États-Unis : Claude Mongeau et Jane E. Kinney. La formation et l'expérience de chacun des membres du comité d'audit qui sont pertinentes à l'exécution des responsabilités des membres du comité d'audit figurent ci-après.

Claude Mongeau (président du comité d'audit)

M. Mongeau est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université McGill et a reçu des doctorats honorifiques de l'Université St. Mary's et de l'Université Windsor. Il est administrateur de La Banque Toronto-Dominion, institution financière internationale, depuis mars 2015 et de Norfolk Southern Corporation, société ouverte de transport ferroviaire, depuis septembre 2019. M. Mongeau a été administrateur de TELUS Corporation, société ouverte de télécommunications, de mai 2017 à août 2019. Il a été administrateur de la Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada (« CN »), société ouverte ferroviaire et de transport, d'octobre 2009 à juillet 2016, et président et chef de la direction de janvier 2010 à juin 2016. Pendant son mandat auprès du CN, il a été vice-président directeur et chef des finances d'octobre 2000 à décembre 2009, et depuis le moment où il s'est joint au CN en 1994, il a occupé les postes de vice-président principal et chef des finances, de vice-président, Planification stratégique et financière et vice-président adjoint, Expansion de l'entreprise.

Jane E. Kinney

M^{me} Kinney est comptable professionnelle agréée, Fellow de l'Institut des comptables agréés de l'Ontario (FCPA) et est titulaire d'un diplôme en mathématiques de l'Université de Waterloo. Elle est une chef d'entreprise expérimentée comptant plus de 30 années d'expérience dans la prestation de services-conseils à des institutions financières mondiales et elle possède une vaste expérience dans la gestion des risques d'entreprise, la conformité réglementaire, la gestion des cyberrisques et des risques liés aux TI, la transformation numérique et les relations avec les investisseurs.

M^{me} Kinney est administratrice et présidente du comité d'audit d'Intact Corporation financière, compagnie d'assurance ouverte, depuis mai 2019. M^{me} Kinney a travaillé 25 ans chez Deloitte et est devenue associée de Deloitte en 1997. Elle a été nommée vice-présidente du conseil, membre de l'équipe de direction de Deloitte en juin 2010 et a occupé ce poste jusqu'à son départ à la retraite en juin 2019. Auparavant, elle a occupé divers postes auprès de Deloitte dont celui d'associée directrice canadienne du groupe Gestion des risques et de la qualité de mai 2010 à juin 2015, de chef de la gestion des risques à l'échelle mondiale de juin 2010 à mai 2012 et de directrice du groupe de pratique réglementaire et de gestion des risques de juin 1999 à mai 2010.

Richard J. Marcogliese

M. Marcogliese est titulaire d'un baccalauréat en génie chimique de la School of Engineering and Science de l'Université de New York. Il est directeur de iRefine, LLC, société fermée de consultation en raffinage de pétrole, depuis juin 2011; et administrateur de Delek US Holdings, Inc., société ouverte d'énergie en aval, depuis janvier 2020. Il a agi à titre de conseiller de haute direction de Pilko & Associates L.P., société fermée de conseils en produits chimiques et en énergie, de juin 2011 à décembre 2019; de conseiller en exploitation auprès de NTR Partners III LLC, société fermée de placement, d'octobre 2013 à décembre 2017; et de conseiller en exploitation auprès du chef de la direction de Philadelphia Energy Solutions, un partenariat entre The Carlyle Group et une filiale de Energy Transfer Partners, L.P. qui exploitait une installation de raffinage de pétrole sur le littoral est des États-Unis, de septembre 2012 à janvier 2016.

Wayne E. Shaw

M. Shaw est titulaire d'un baccalauréat ès arts et d'un baccalauréat en droit de l'Université de l'Alberta. Il est membre de la Law Society of Ontario. Il est président de G.E. Shaw Investments Limited, société fermée de portefeuille de placements, depuis 2012. Avant son départ à la retraite en 2013, M. Shaw a été associé principal du cabinet d'avocats Stikeman Elliott S.E.N.C.R.L., s.r.l., de Toronto, en Ontario.

Keith A. MacPhail, qui est membre d'office bénéficiant d'une invitation permanente du comité d'audit de Cenovus à titre de président du conseil, ne figure pas dans la liste qui précède.

Politiques et procédures d'approbation préalable

Cenovus a adopté des politiques et des procédures en ce qui concerne l'approbation préalable des services d'audit et des services non liés à l'audit autorisés que doit fournir PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. Le comité d'audit a établi un budget en ce qui a trait à la prestation d'une liste déterminée de services d'audit et de services non liés à l'audit autorisés qui, à son avis, sont des services habituels, répétitifs ou qui seront vraisemblablement fournis par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., l'auditeur de la société. Selon ce que décide le comité d'audit à son gré, le budget vise en général la période entre l'adoption du budget et la réunion suivante du comité d'audit. La liste des services autorisés comporte suffisamment de détails pour garantir i) que le comité d'audit sait exactement quels sont les services soumis à son approbation préalable et ii) qu'il n'est pas nécessaire pour un membre de la direction de décider si oui ou non un service proposé correspond aux services devant être approuvés au préalable.

Sous réserve du paragraphe suivant, le comité d'audit a délégué à son président le pouvoir d'approuver au préalable la prestation par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. de services autorisés qui ne sont pas par ailleurs approuvés au préalable par le comité d'audit, y compris les honoraires et les modalités des services proposés (le « pouvoir délégué »). Toute décision requise en l'absence du président devra être prise de bonne foi par les autres membres du comité d'audit après avoir évalué tous les faits et toutes les circonstances qu'ils jugent pertinents. Toutes les approbations préalables aux termes du pouvoir délégué doivent être communiquées par les membres qui ont donné leur approbation préalable au comité d'audit plénier à sa prochaine réunion.

Les honoraires payables à l'égard de services particuliers devant être fournis par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. qui ont été approuvés au préalable aux termes du pouvoir délégué : i) ne peuvent être supérieurs à 200 000 \$ dans le cas des autorisations préalables du président du comité d'audit et ii) ne peuvent être supérieurs à 50 000 \$ dans le cas des autorisations préalables de tout autre membre du comité d'audit.

Tous les services proposés ou les honoraires payables pour ces services qui n'ont pas déjà été approuvés au préalable devront l'être soit par le comité d'audit soit aux termes du pouvoir délégué. Les services interdits ne peuvent être approuvés au préalable par le comité d'audit ni aux termes du pouvoir délégué.

Honoraires en contrepartie des services de l'auditeur externe

Le tableau qui suit fournit des renseignements sur les honoraires facturés à Cenovus en contrepartie des services professionnels fournis par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. pendant les exercices clos les 31 décembre 2022 et 2021 :

(en milliers de dollars)	2022	2021
Honoraires d'audit ¹⁾	4 153	2 974
Honoraires pour services liés à l'audit ²⁾	237	212
Honoraires pour services fiscaux ³⁾	227	946
Tous les autres honoraires ⁴⁾	67	26
Total	4 684	4 158

1) Les honoraires d'audit comprennent le total des honoraires facturés pour l'audit des états financiers consolidés de la société ou les services qui sont normalement fournis à l'occasion de dépôts ou de missions prévus par la loi et la réglementation.

2) Les honoraires pour services liés à l'audit comprennent le total des honoraires facturés pour les services de certification et les services connexes qui sont raisonnablement liés à l'exécution de l'audit ou de l'examen des états financiers de la société et qui ne sont pas compris dans les honoraires d'audit. Ces services comprennent les services reliés à l'audit dans le cadre des prospectus de Cenovus et les frais de participation exigés par le Conseil canadien sur la reddition de comptes. Les honoraires afférents à l'acquisition ou au dessaisissement d'actifs sont également inclus dans les honoraires pour services liés à l'audit.

3) Les honoraires pour services fiscaux comprennent le total des honoraires facturés pour les services rendus en matière de conformité fiscale, de conseils fiscaux et de services fiscaux d'expatriation.

4) Tous les autres honoraires portent sur les honoraires facturés pour l'examen du dépôt de documents lié à la Loi sur les mesures de transparence dans le secteur extractif ainsi que les services entourant les dépôts.

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

Pendant l'exercice clos le 31 décembre 2022, il n'y a eu aucune poursuite judiciaire à laquelle Cenovus est ou était partie ou qui met ou mettait en cause ses biens, qui constitue ou constituait une réclamation pour des dommages-intérêts d'un montant, déduction faite des intérêts et des frais, qui correspondait à plus de 10 pour cent de l'actif actuel de Cenovus et, à sa connaissance, aucune poursuite de telle nature n'est envisagée.

Pendant l'exercice clos le 31 décembre 2022, Cenovus ne s'est vu imposer aucune peine ou sanction par un tribunal se rapportant à la législation sur les valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières, ni aucune autre peine ou sanction imposée par un tribunal ou un autre organisme de réglementation qu'un investisseur raisonnable estimerait probablement importante pour prendre sa décision en matière de placement, et la société n'a conclu aucun règlement amiable devant un tribunal se rapportant à la législation sur les valeurs mobilières ou auprès d'une autorité en valeurs mobilières.

MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Aucun des administrateurs ou des membres de la haute direction de la société ni aucune personne physique ou morale qui est propriétaire véritable, direct ou indirect, de plus de 10 pour cent d'une catégorie ou d'une série de titres comportant droit de vote de Cenovus en circulation ou qui exerce, directement ou indirectement, un contrôle ou une emprise sur ceux-ci, ni aucune personne ayant un lien avec l'un d'eux ou étant membre du groupe des personnes précédentes, dans chaque cas, à la date de la présente notice annuelle, n'a ni n'a eu d'intérêt important, directement ou indirectement, dans une opération conclue au cours des trois derniers exercices clos ou une opération projetée, qui a eu ou qui devrait raisonnablement avoir une incidence importante sur Cenovus.

AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES

Au Canada :

Services aux investisseurs Computershare Inc.
8^e étage, 100, avenue University
Toronto (Ontario) M5J 2Y1
Canada

Aux États-Unis :

Computershare Trust Company NA
250 Royall St.
Canton, MA 02021
United States

Tél. : 1 866 332-8898

Site Web : www.investorcentre.com/cenovus

CONTRATS IMPORTANTS

À l'exception de ce qui est énoncé ci-dessous, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, Cenovus n'a conclu aucun contrat important pour Cenovus, et il n'y a pas de tel contrat en vigueur, sauf les contrats conclus dans le cours normal de ses activités.

Conventions de maintien de l'arrangement

Le 24 octobre 2020, Hutchison Whampoa Europe Investments S.à r.l. (« Hutchison ») et L.F. Investments S.à r.l. (« L.F. Investments ») ont chacune conclu une convention de maintien distincte avec Cenovus (chacune, une « convention de maintien de l'arrangement »), avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2021. Chaque convention de maintien de l'arrangement énonce certaines restrictions et obligations relatives aux participations de cet actionnaire dans Cenovus après la réalisation des opérations prévues par l'arrangement, dont les suivantes :

- a) sous réserve de certaines exceptions, sans le consentement écrit préalable de Cenovus, cet actionnaire s'engage à ne pas acquérir ou convenir d'acquérir, ou faire une proposition ou une offre visant l'acquisition, de titres avec droit de vote ou de titres de capitaux propres de Cenovus ou de l'une de ses filiales (sauf les bons de souscription de Cenovus), de titres qui peuvent être convertis, exercés ou échangés pour obtenir des titres avec droit de vote ou des titres de capitaux propres de Cenovus ou de l'une de ses filiales (sauf les bons de souscription de Cenovus) ou d'actifs de Cenovus ou de l'une de ses filiales;
- b) pendant la période de 18 mois suivant le 1^{er} janvier 2021, cet actionnaire a accepté de ne pas transférer d'actions ordinaires ni de faire en sorte que des actions ordinaires soient transférées, sauf tel qu'il est par ailleurs permis par la convention de maintien de l'arrangement;
- c) sans le consentement écrit préalable de Cenovus, cet actionnaire ne transférera pas ni ne fera en sorte que soient transférés, seul ou avec les membres de son groupe, avec l'autre actionnaire ou les membres du groupe de ce dernier, des actions ordinaires ou des bons de souscription de Cenovus à une personne si, à la connaissance de l'actionnaire, le transfert ferait en sorte que la personne, avec les personnes agissant de concert avec elle, devienne le propriétaire véritable d'au moins 20 pour cent des actions ordinaires alors en circulation ou exerce un contrôle ou une emprise sur un tel nombre de titres, exception faite i) des transferts réalisés dans le cadre d'un appel public à l'épargne faisant l'objet d'une prise ferme (y compris un appel public à l'épargne faisant l'objet d'une prise ferme entrepris conformément à la convention relative aux droits d'inscription de l'arrangement (définie ci-après)); ii) des transferts réalisés par suite de la réalisation d'une opération d'arrangement, de fusion, de regroupement ou autre opération similaire visant Cenovus qui a été approuvée par une résolution des porteurs d'actions ordinaires ou des transferts en faveur d'un initiateur dans le cadre d'une offre publique d'achat, tel qu'il est indiqué dans la convention de maintien de l'arrangement; ou iii) des transferts en faveur d'un membre du même groupe, tel qu'il est permis par la convention de maintien de l'arrangement (avec l'alinéa b), les « restrictions relatives au transfert »);

- d) cet actionnaire est assujéti aux restrictions en matiére de vote visant certaines questions relatives au conseil, dont l'élection des administrateurs de Cenovus, et visant les opérations d'arrangement, de fusion, de regroupement ou autre opération similaire visant Cenovus.

Les conventions de maintien de l'arrangement prennent fin à la première des éventualités suivantes : le 1^{er} janvier 2026; la date à laquelle l'une ou l'autre des conventions de maintien de l'arrangement est résiliée moyennant un accord écrit entre les parties, à condition que les restrictions relatives au transfert aient été respectées aux termes de chaque convention de maintien de l'arrangement; la date à laquelle Hutchison et L.F. Investments, avec les membres de leurs groupes, cessent de détenir en propriété véritable, au total, au moins 10 pour cent des actions ordinaires alors en circulation, ou d'exercer un contrôle ou une emprise sur un tel pourcentage d'actions; ou toute personne qualifiée (telle que définie dans les conventions de maintien de l'arrangement) dûment nommée conformément aux conventions de maintien de l'arrangement n'est pas nommée au conseil conformément aux conventions de maintien de l'arrangement.

Des copies des conventions de maintien de l'arrangement ont été déposées sur SEDAR le 3 novembre 2020 et peuvent être consultées sur SEDAR, au sedar.com, et sur EDGAR, au sec.gov (en anglais seulement).

Le tableau qui suit résume le nombre de titres de Cenovus visés par les restrictions relatives aux transferts au 31 décembre 2022 :

Nom du porteur	Désignation des titres	Nombre de titres visés par les restrictions relatives aux transferts ¹⁾	Pourcentage de la catégorie
Hutchison Whampoa Europe Investments S.à r.l.	Actions ordinaires	316 927 051	16,6
L.F. Investments S.à r.l.	Actions ordinaires	231 194 699	12,1
Total		548 121 750	28,7

1) La date à laquelle les restrictions relatives aux transferts prennent fin est indiquée ci-dessus.

Conventions relatives aux droits d'inscription de l'arrangement

Le 1^{er} janvier 2021, Cenovus et Hutchison et L.F. Investments ont conclu une convention relative aux droits d'inscription (chacune, une « convention relative aux droits d'inscription de l'arrangement ») qui confère à ces actionnaires certains droits visant à faciliter la vente de leurs titres pouvant être inscrits (au sens de l'expression « Registrable Securities » dans la convention relative aux droits d'inscription de l'arrangement), dont le droit d'exiger que Cenovus procède au placement des titres pouvant être inscrits détenus par ces actionnaires et le droit d'exiger que Cenovus inclue ces titres dans tout placement d'actions ordinaires que Cenovus entreprendra. Ces droits sont conférés aux actionnaires pour une période qui a commencé le 1^{er} juillet 2022 et qui prendra fin à la première des éventualités suivantes, soit le 1^{er} janvier 2026; la date à laquelle la convention relative aux droits d'inscription de l'arrangement est résiliée d'un commun accord par les parties; la date à laquelle le porteur cesse de détenir en propriété véritable, directement ou indirectement, au total, au moins 5 pour cent des actions ordinaires alors en circulation ou cesse d'exercer un contrôle ou une emprise sur un tel pourcentage d'actions; ou la date à laquelle les conventions de maintien de l'arrangement sont résiliées.

Des copies des conventions relatives aux droits d'inscription de l'arrangement ont été déposées sur SEDAR le 4 janvier 2021 et peuvent être consultées sur SEDAR, au sedar.com, et sur EDGAR, au sec.gov (en anglais seulement).

Conventions relatives aux droits préférentiels de souscription de l'arrangement

Le 1^{er} janvier 2021, Cenovus et Hutchison et L.F. Investments ont conclu une convention relative aux droits préférentiels de souscription (chacune, une « convention relative aux droits préférentiels de souscription de l'arrangement ») qui confère à ces actionnaires certains droits afin de leur permettre de conserver leur part proportionnelle des actions ordinaires alors en circulation. Ces droits sont conférés aux actionnaires pour une période qui a commencé le 1^{er} janvier 2021 et qui prendra fin à la première des éventualités suivantes, soit le 1^{er} janvier 2026; la date à laquelle la convention relative aux droits préférentiels de souscription de l'arrangement est résiliée d'un commun accord par les parties; la date à laquelle le porteur cesse de détenir en propriété véritable, directement ou indirectement, au total, au moins 5 pour cent des actions ordinaires alors en circulation ou cesse d'exercer un contrôle ou une emprise sur un tel pourcentage d'actions; ou la date à laquelle les conventions de maintien de l'arrangement sont résiliées.

Des copies des conventions relatives aux droits préférentiels de souscription de l'arrangement ont été déposées sur SEDAR le 4 janvier 2021 et peuvent être consultées sur SEDAR, au sedar.com, et sur EDGAR, au sec.gov (en anglais seulement).

Acte relatif aux bons de souscription

À la conclusion de l'arrangement, les bons de souscription de Cenovus ont été créés et émis conformément aux modalités de l'acte relatif aux bons de souscription conclu avec la Société de fiducie Computershare du Canada, en sa qualité d'agent pour les bons de souscription, lequel acte régit les bons de souscription de Cenovus. L'acte relatif aux bons de souscription prévoit les rajustements habituels du nombre d'actions ordinaires pouvant être émises à l'exercice des bons de souscription de Cenovus et/ou du prix d'exercice en vigueur pour les bons de souscription de Cenovus et le rajustement de la catégorie et/ou du nombre de titres pouvant être émis à l'exercice des bons de souscription de Cenovus et/ou du prix d'exercice des bons de souscription de Cenovus à la survenance de certains événements. Cenovus s'engage également aux termes de l'acte relatif aux bons de souscription à ce que, tant qu'un bon de souscription de Cenovus reste en circulation, Cenovus avisera les porteurs de bons de souscription de Cenovus de certains événements déclarés, y compris les événements qui entraîneraient un rajustement du prix d'exercice des bons de souscription de Cenovus ou du nombre d'actions ordinaires pouvant être émises à l'exercice des bons de souscription de Cenovus, au moins 10 jours ouvrables avant la date de clôture des registres relative à cet événement.

Une copie de l'acte relatif aux bons de souscription a été déposée sur SEDAR le 4 janvier 2021 et peut être consultée sur SEDAR, au sedar.com, et sur EDGAR, au sec.gov (en anglais seulement).

EXPERTS INTÉRESSÉS

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. sont les auditeurs indépendants de la société et ce cabinet a remis un rapport de l'auditeur indépendant daté du 15 février 2023 à l'égard des états financiers consolidés de Cenovus, qui comprennent les états consolidés de la situation financière aux 31 décembre 2022 et 31 décembre 2021 ainsi que les états consolidés des résultats, les états consolidés du résultat global, les états consolidés des variations des capitaux propres et les tableaux consolidés des flux de trésorerie des exercices clos les 31 décembre 2022, 2021 et 2020, ainsi que sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Cenovus au 31 décembre 2022. PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. ont fait savoir qu'ils sont indépendants de Cenovus au sens des règles de conduite professionnelles des comptables professionnels agréés de l'Alberta et des règles de la SEC.

Les données ayant trait aux réserves figurant dans la présente notice annuelle ont été calculées par McDaniel et GLJ à titre d'évaluateurs de réserves qualifiés indépendants. Les partenaires, employés ou consultants de McDaniel et de GLJ, dans chaque cas, en tant que groupe, sont les propriétaires véritables, directement ou indirectement, de moins de un pour cent de toutes les catégories de titres en circulation de la société.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Il est possible d'obtenir des renseignements supplémentaires concernant Cenovus sur SEDAR, au sedar.com, sur EDGAR, au sec.gov (en anglais seulement), et sur le site Web de la société, au cenovus.com (en anglais seulement). La circulaire de sollicitation de procurations de la société pour la dernière assemblée annuelle des actionnaires contient des renseignements supplémentaires, comme la rémunération et la dette des administrateurs et des membres de la direction, les principaux porteurs des titres de Cenovus et les titres pouvant être émis dans le cadre de ses plans de rémunération fondés sur des titres de capitaux propres.

Des informations financières additionnelles concernant Cenovus au 31 décembre 2022 figurent dans les états financiers consolidés et le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 de Cenovus.

En tant que société canadienne inscrite à la NYSE, Cenovus n'est généralement pas tenue de respecter la plupart des normes de gouvernance d'entreprise de la NYSE et peut plutôt respecter les normes de gouvernance d'entreprise canadiennes. Toutefois, la société est tenue de communiquer les différences importantes entre ses pratiques en matière de gouvernance d'entreprise et les exigences applicables aux sociétés américaines inscrites à la NYSE. À l'exception de ce qui est résumé sur le site Web de la société, cenovus.com (en anglais seulement), la société respecte les normes de gouvernance de la NYSE à tous les égards importants.

QUESTIONS COMPTABLES

À moins d'indication contraire, tous les montants en dollars sont présentés en dollars canadiens et par « dollars », « \$ CA » ou « \$ », on entend des dollars canadiens et par « \$ US », des dollars américains. À moins d'indication contraire, l'information donnée dans la présente notice annuelle est en date du 31 décembre 2022. Les nombres présentés sont arrondis au nombre entier le plus près, et les totaux présentés dans les tableaux peuvent ne pas correspondre à la somme des chiffres en raison de l'arrondissement.

À moins d'indication contraire, tous les renseignements financiers inclus dans la présente notice annuelle sont présentés selon les Normes internationales d'information financière qui sont également les principes comptables généralement reconnus s'appliquant aux entreprises canadiennes ayant une obligation d'information du public.

ABRÉVIATIONS ET CONVERSIONS

Pétrole brut et LGN		Gaz naturel	
b	baril	kpi ³	millier de pieds cubes
kb/j	millier de barils par jour	Mpi ³	million de pieds cubes
Mb	million de barils	Mpi ³ /j	million de pieds cubes par jour
bep	baril d'équivalent pétrole	Gpi ³	milliard de pieds cubes
kbecp/j	millier de barils d'équivalent pétrole par jour	MBTU	million d'unités thermiques britanniques
Mbecp	million de barils d'équivalent pétrole	AECO	Alberta Energy Company
WTI	West Texas Intermediate		
WCS	Western Canadian Select		
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole		

Dans la présente notice annuelle, les volumes de gaz naturel ont été convertis en bep à raison de 6 kpi³ pour 1 b. Les mesures établies en bep peuvent être trompeuses, particulièrement si on les utilise de façon isolée. Le taux de conversion 1 b pour 6 kpi³ se fonde sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique principalement applicable au bec du brûleur et ne représente pas l'équivalence de la valeur à la tête du 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

La présente notice annuelle renferme des énoncés prospectifs et d'autres renseignements (appelés collectivement l'« information prospective ») au sujet des attentes, des estimations et des projections actuelles de la société, qu'elle a formulés en tenant compte de son expérience et de sa perception des tendances historiques. Même si nous croyons que les attentes représentées par cette information prospective sont raisonnables, il est impossible de garantir que ces attentes se révéleront exactes. L'information prospective se distingue habituellement par l'utilisation du mode conditionnel, de mots comme « prévoir », « croire », « capacité », « s'engager », « poursuivre », « pouvoir », « estimer », « estimation », « s'attendre à », « se concentrer », « viser », « prévision », « futur », « opportunités », « occasions », « option », « planifier », « envisager », « potentiel », « perspective », « projeter », « progresser », « rechercher », « s'efforcer de », « cibler », « concevoir » ou de termes semblables suggérant une issue future, y compris des déclarations concernant notamment : la clôture des opérations; le montant et la forme du rendement pour les actionnaires; l'OPRCNA 2023 et les rachats d'actions connexes; les incidences du FNMPC; le calendrier pour le démarrage de la production d'actifs actuellement en développement; la prolongation de la durée de production du champ Terra Nova et la production connexe; le calendrier de remise en service et en exploitation des actifs et des installations qui ne sont pas actuellement en production ou exploités; les niveaux prévus de production, y compris en ce qui a trait au projet West White Rose; les cibles en matière d'enjeux ESG et de durabilité de la société; les activités de développement de la ressource de Narrows Lake et le calendrier de réalisation de la première injection de vapeur dans le champ; la capacité de la société de financer les coûts de développement futurs et les méthodes pour y parvenir; l'obtention des meilleures marges et rentrées nettes pour les produits de la société et la maximisation de la valeur; l'optimisation de la gamme de produits, des points de livraison et des engagements de transport ainsi que de la diversification de la clientèle; la cible des programmes de développement de la société; le dégagement du potentiel des ressources; le forage de puits d'exploration et l'achat de participations directes; les décisions de matière d'investissement; la reprise de la production de projets suspendus; la possibilité de profiter des prix mondiaux pour la production de pétrole brut; la capacité de dégager de la valeur; la remise en service de la raffinerie de Superior et l'accélération de la production; la priorité accordée au développement et à la complétion de projets et les échéanciers à cet égard; les résultats financiers et d'exploitation projetés, y compris la production, les prix, les coûts de vente

et les flux de trésorerie prévisionnels; les dépenses en immobilisations projetées; les techniques que l'on prévoit utiliser pour récupérer les réserves; les coûts d'abandon et de remise en état futurs; le paiement prévu d'impôts, de taxes et de redevances et autres paiements; les incidences éventuelles des différents facteurs de risque recensés, y compris ceux portant sur les prix des marchandises et les changements climatiques; les réserves et l'information connexe, les produits des activités ordinaires nets futurs et les frais de développement futurs; les capacités attendues, y compris en ce qui a trait aux projets, au traitement, au transport et au raffinage; les échéanciers prévus relativement à l'obtention future d'approbations des organismes de réglementation, des partenaires ou à l'interne; les répercussions des mesures réglementaires; les prix des marchandises projetés et les tendances anticipées et leur incidence projetée sur la société; et l'utilisation et les innovations futures de la technologie. Les lecteurs ne devraient pas se fier indûment à l'information prospective, car les résultats réels de la société peuvent différer considérablement de ceux que laissent entendre, explicitement ou implicitement, ces énoncés.

Les énoncés qui se rapportent aux « réserves » sont réputés être de l'information prospective, car l'existence de ces réserves dans les quantités prédites ou estimées, de même que la rentabilité de leur production dans les exercices à venir, relèvent implicitement d'estimations et d'hypothèses.

L'élaboration de notre information prospective repose sur un certain nombre d'hypothèses et la prise en compte de certains risques et de certaines incertitudes qui, dans certains cas, sont propres à la société et dans d'autres, appartiennent à l'industrie en général. Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective comprennent notamment ce qui suit : les prix prévisionnels du pétrole et du gaz naturel, des liquides de gaz naturel, des condensats et des produits raffinés et les écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd; la capacité de la société de réaliser les avantages et les synergies de coûts prévues découlant des acquisitions; la capacité de la société d'intégrer avec succès les activités existantes avec ses propres activités et les coûts y afférents; l'exactitude de toute évaluation entreprise dans le cadre des acquisitions; la production et les volumes de production prévisionnels; les dépenses d'investissement prévues, la souplesse des budgets d'immobilisations prévues et leurs sources de financement connexes; l'absence de modifications défavorables importantes aux politiques gouvernementales, aux lois et aux règlements (y compris en ce qui a trait aux changements climatiques), aux relations avec les communautés autochtones, aux taux d'intérêt, à l'inflation, aux taux de change, aux conditions de concurrence et à l'offre et à la demande de pétrole brut et de gaz naturel, de LGN, de condensats et de produits raffinés; la stabilité politique, économique et sociale des territoires dans lesquels la société exerce ses activités; l'absence de perturbations importantes des activités, notamment en raison d'incendies, de conditions météorologiques, de catastrophes naturelles, d'accidents, de mesures par des tiers, de troubles civils ou d'autres événements similaires; les conditions climatiques dans les emplacements où la société exerce ses activités; la concrétisation de nouvelles réductions de coûts et la pérennité de ces réductions; les régimes de redevances applicables, notamment les taux de redevance prévus; les améliorations futures de la disponibilité de la capacité de transport des produits; les augmentations du cours de l'action de la société et de sa capitalisation boursière à long terme; les occasions de rachat d'actions aux fins d'annulation à des prix acceptables pour la société; la suffisance des flux de trésorerie, des flux de trésorerie générés à l'interne, des facilités de crédit existantes, de la gestion du portefeuille d'actifs de la société et de l'accès à du capital et à une couverture d'assurance pour rechercher et financer des investissements futurs, des plans de développement et de durabilité et un rendement pour les actionnaires, y compris toute hausse de ceux-ci; la réalisation de la capacité prévue de stocker des barils non encore produits dans les réservoirs de sables bitumineux de la société, y compris la capacité de la société d'effectuer la production et de réaliser les ventes de ses stocks à une date ultérieure lorsque la demande aura augmenté, que la capacité de transport pipelinier ou de stockage se sera améliorée et que les écarts du brut futurs auront rétréci; le fait que l'écart WTI-WCS en Alberta reste en grande partie lié à des facteurs d'approvisionnement mondial et à la capacité de traitement du pétrole brut lourd; l'atténuation partielle de l'incidence d'un élargissement éventuel des écarts sur une partie des volumes de pétrole brut WCS de la société grâce à sa capacité de raffinage, à ses installations de stockage dynamique, à ses engagements pipeliniers existants, à sa capacité de chargement de transport ferroviaire de brut et à ses opérations de couverture financière; la capacité de la société de produire au moyen d'installations de sables bitumineux, sans restrictions; les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; l'exactitude des estimations et des jugements comptables; la capacité de la société d'obtenir les approbations nécessaires de la part des autorités de réglementation et des partenaires; la réalisation fructueuse, rentable et dans les délais des projets d'immobilisations, des projets de développement ou de leurs étapes; la capacité de la société de dégager des flux de trésorerie suffisants pour l'acquitter de ses obligations présentes et futures; les coûts estimatifs d'abandon et de remise en état, notamment les droits et les règlements s'y rapportant; la capacité de la société à attirer et à maintenir en poste du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; la capacité de la société à conclure des ventes et des acquisitions et à obtenir les modalités de transaction souhaitées selon les calendriers prévus; l'exactitude des hypothèses et des scénarios climatiques, y compris des données de tiers auxquelles se fie la société; la capacité de la société à disposer de toutes les technologies et à les mettre en œuvre, et l'équipement nécessaire pour obtenir et réaliser les résultats futurs escomptés, y compris le respect des cibles et des ambitions en matière d'émissions de GES et de climat ainsi que la viabilité commerciale et l'évolutivité des stratégies de réduction des émissions et des technologies et produits connexes; le maintien de la collaboration avec les gouvernements, l'Alliance nouvelles voies et d'autres organismes du

secteur; la concordance des prix réalisés du WCS et des prix du WCS utilisés dans le calcul du paiement variable à BP; les conditions de l'économie et des marchés; l'inflation prévue et d'autres hypothèses inhérentes aux indications pour 2023 de la société présentées sur le site Web de la société, au cenovus.com (en anglais seulement), et ci-après; la disponibilité d'entreprises détenues ou exploitées par des Autochtones et la capacité de la société d'y avoir recours; et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents que la société dépose auprès des autorités en valeurs mobilières. Les indications pour 2023, mises à jour le 5 décembre 2022 et présentées au cenovus.com (en anglais seulement), se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent, 83,00 \$ US/b; prix du WTI, 77,00 \$ US/b; WCS, 54,50 \$ US/b; écart WTI-WCS de 22,50 \$ US/b; prix du gaz naturel AECO, 4,85 \$/kpi³; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 26,50 \$ US/b; taux de change, 0,75 \$ US/\$ CA.

Parmi les facteurs de risque et les incertitudes susceptibles de faire différer sensiblement les résultats réels de la société de l'information prospective figurent notamment les suivants : l'effet de la pandémie de COVID-19, y compris les variantes de celle-ci, sur les activités de la société, y compris les restrictions et les mesures connexes de traitement et de confinement imposées par divers niveaux de gouvernement dans les territoires dans lesquels la société exerce ses activités; le succès des nouvelles politiques de gestion de la COVID-19 de la société dans ses milieux de travail et le retour des employés dans les milieux de travail de la société; la capacité de la société de réaliser les avantages prévus des acquisitions en temps opportun, si elle les réalise; la capacité de la société d'intégrer avec succès les activités acquises aux siennes en temps opportun et de façon rentable; les passifs imprévus ou sous-estimés associés aux acquisitions; les risques associés aux acquisitions et aux ventes; la capacité de la société à disposer d'une partie ou de l'ensemble des technologies nécessaires pour exploiter les actifs de la société de manière efficiente et efficace, ou de les mettre en place et de réaliser les résultats futurs attendus, notamment le respect des cibles en matière de climat et de réduction des émissions de GES et la viabilité et l'évolutivité sur le plan commercial des stratégies de réduction des émissions ainsi que les technologies et les produits connexes; l'élaboration et la mise en œuvre de stratégies pour atteindre les cibles et les ambitions en matière de climat et d'émissions de GES; l'effet de nouveaux actionnaires importants; la volatilité des prix des marchandises et d'autres hypothèses connexes; la durée de tout repli des marchés; le risque de change; la suffisance de la liquidité courante de la société pour soutenir ses activités pendant un repli prolongé des marchés; la capacité de la société d'obtenir les impacts prévus de sa capacité à stocker des barils non encore produits dans ses réservoirs de sables bitumineux, y compris l'incapacité possible d'effectuer la production et de réaliser les ventes de ses stocks à une date ultérieure lorsque la capacité de transport pipelinier ou de stockage se sera améliorée et que les écarts du brut auront rétréci; l'efficacité du programme de gestion des risques de la société; l'exactitude des estimations de coûts en ce qui a trait aux prix des marchandises, aux cours du change et aux taux d'intérêt; le manque d'harmonisation des prix du WCS réalisés et des prix du WCS utilisés pour recalculer le paiement variable à BP; l'offre et la demande de produits; l'exactitude des hypothèses relatives au cours de l'action de la société et à sa capitalisation boursière; la concurrence sur le marché, y compris celle issue des nouvelles formes d'énergie; les risques inhérents aux activités de commercialisation de la société, y compris les risques de crédit; l'exposition aux contreparties et aux partenaires, y compris la capacité et la volonté de ces parties d'acquiescer leurs obligations contractuelles en temps voulu; les risques inhérents à l'exploitation du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de la société, notamment les risques pour la santé, la sécurité et l'environnement; la capacité de la société à maintenir un ratio dette nette/BAIIA ajusté et un ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés souhaitables; la capacité de la société de faire appel à diverses sources de capitaux d'emprunt ou de capitaux propres, en général, et ce, selon des modalités acceptables; la capacité de la société de financer la croissance et de maintenir les dépenses en immobilisations; la modification des notes qui sont attribuées à la société ou à ses titres; les modifications aux programmes de dividendes de la société; la capacité de la société à utiliser ses pertes fiscales ultérieurement; la précision des estimations des réserves, de la production future et des produits des activités nets futurs de la société; l'exactitude des estimations et des jugements comptables de la société; la capacité de la société de remplacer et d'accroître ses réserves de pétrole brut et de gaz naturel; les coûts liés à l'acquisition de droits d'exploration, à la réalisation d'études géologiques, au forage d'appréciation et au développement 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 d'une partie ou de la totalité des actifs ou du goodwill de la société; la capacité de la société de maintenir ses relations avec ses partenaires et de parvenir à gérer et à exploiter avec succès ses activités et entreprises intégrées; la fiabilité des actifs de la société, notamment pour atteindre les cibles de production; les interruptions éventuelles ou les difficultés techniques inattendues au fil du développement de nouveaux produits et procédés de fabrication; la survenance d'événements inattendus qui entraînent des interruptions des activités, y compris à des installations exploitées par nos partenaires ou des tiers, comme des éruptions, des incendies, des explosions, des accidents ou des déraillements ferroviaires, des accidents d'aviation, des fuites de gaz, la migration de substances dangereuses, la défaillance du confinement, les rejets ou déversements, y compris les rejets ou déversements provenant d'installations extracôtières ou de navires d'expédition à des terminaux ou pôles d'échange ou découlant de fuites de pipelines ou d'autres fuites, la corrosion, les épidémies ou pandémies et les événements catastrophiques, notamment la guerre, les conditions défavorables en mer, les situations de conditions climatiques extrêmes, les catastrophes naturelles, les actes d'activisme, de vandalisme et de terrorisme et les autres accidents ou dangers qui pourraient se produire dans le cadre du transport vers un site commercial ou industriel ou à partir d'un tel site et autres accidents ou

événements semblables; les marges de raffinage et de commercialisation; les augmentations des coûts, y compris les pressions inflationnistes sur les charges d'exploitation, comme la main-d'œuvre, les matériaux, le gaz naturel et les autres sources énergétiques utilisés dans les procédés d'exploitation des sables bitumineux et dans les activités en aval ainsi que l'augmentation des franchises ou des primes d'assurance; le coût et la disponibilité de l'équipement nécessaire aux activités de la société; l'accueil éventuellement défavorable réservé aux produits sur le marché ou le maintien de leur acceptation sur le marché; les risques associés à la réputation du secteur de l'énergie et à la réputation de la société et aux litiges s'y rapportant; les augmentations de coûts ou les difficultés d'ordre technique imprévues dans l'exploitation, la construction ou la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés inattendues dans la production et le transport ainsi que dans le raffinage du bitume et/ou du pétrole brut en pétrole raffiné et en produits chimiques; les risques associés à la technologie et à l'équipement ainsi qu'à leur application à l'entreprise de la société, y compris d'éventuelles cyberattaques; les risques géopolitiques et autres associés aux activités internationales de la société; les risques associés aux changements climatiques et aux hypothèses de la société à cet égard; le calendrier et les coûts de construction de puits et de pipelines; la capacité de la société à accéder aux marchés et à assurer convenablement et avec efficacité le transport des produits, y compris le transport par pipeline, le transport ferroviaire du pétrole brut, le transport maritime ou autre forme de transport, notamment pour contrer toute interruption causée par des contraintes liées au réseau de pipelines ou à la capacité de stockage; la disponibilité de talents essentiels et diversifiés et la capacité de la société à les recruter et à les fidéliser; la possible incapacité à recruter et à garder des membres de la direction et du personnel compétents et à obtenir de l'équipement dans les délais et de façon rentable; les changements dans la démographie et les relations de travail, notamment en ce qui a trait à la main-d'œuvre syndiquée; les coûts imprévus d'abandon et de remise en état; les changements apportés aux cadres réglementaires, aux permis ou aux approbations dans les territoires où la société exerce ses activités ou relativement à toute infrastructure à laquelle elle a recours; les mesures gouvernementales ou les initiatives réglementaires visant à réduire les activités dans le secteur de l'énergie ou à mettre en œuvre des programmes généraux de lutte contre les changements climatiques; les changements apportés aux processus d'approbation des organismes de réglementation, aux règlements et aux lois en matière d'affectation du sol, de redevances, d'impôts et de taxes, d'environnement, de GES, de carbone, de changement climatique et autres domaines ou l'évolution de l'interprétation qui en est faite, dans leur version adoptée ou proposée, leur incidence et les coûts associés à leur observation; la date de mise en œuvre prévue et l'incidence attendue de différentes prises de position en comptabilité, de modifications de règles et de normes comptables sur l'entreprise de la société, ses résultats financiers et ses états financiers consolidés; l'évolution de la conjoncture économique générale, des marchés et des conditions commerciales; l'incidence des ententes de production parmi les membres et les non-membres de l'OPEP; la situation politique, sociale et économique des territoires dans lesquels la société exerce ses activités ou s'approvisionne; l'état des relations de la société avec les collectivités où elle exerce ses activités, y compris les communautés autochtones; la réalisation d'événements inattendus, comme des manifestations, des pandémies, une guerre ou des menaces d'actes terroristes, et l'instabilité en découlant; et les risques liés aux poursuites, aux propositions des actionnaires et aux mesures réglementaires, actuelles et éventuelles, visant la société. En outre, les mesures que nous prenons pour mettre en œuvre les cibles, les engagements et les objectifs liés aux domaines d'intérêt en matière d'ESG pourraient avoir une incidence négative sur nos activités, nos plans de croissance et nos résultats opérationnels et financiers futurs.

Les lecteurs sont priés de noter que les listes qui précèdent ne sont pas exhaustives et qu'elles sont faites à la date des présentes. Des événements ou des circonstances pourraient faire en sorte que nos résultats actuels diffèrent considérablement de ceux estimés ou projetés ou encore de ceux que laisse entendre, explicitement ou implicitement, l'information prospective. Pour consulter un exposé complet des principaux facteurs de risque touchant la société, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du dernier rapport de gestion annuel déposé de la société ainsi qu'aux facteurs de risque décrits dans d'autres documents que la société dépose à l'occasion auprès des autorités en valeurs mobilières et qui peuvent être obtenus au Canada sur SEDAR à l'adresse sedar.com, et aux États-Unis auprès de la Securities and Exchange Commission sur EDGAR à l'adresse sec.gov (en anglais seulement), ainsi que sur le site Web de la société au cenovus.com (en anglais seulement).

L'information qui se trouve sur le site Web de la société, au cenovus.com (en anglais seulement), ou qui y est reliée ne fait pas partie de la présente notice annuelle sauf si elle y est expressément intégrée par renvoi.

ANNEXE A

Rapport sur les données relatives aux réserves des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants

Au conseil d'administration de Cenovus Energy Inc. (la « société ») :

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la société en date du 31 décembre 2022. Les données relatives aux réserves constituent des estimations des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2022, estimés au moyen des prix et des coûts prévisionnels.
2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les données relatives aux réserves en nous fondant sur notre évaluation.
3. Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes exposées dans le manuel COGE (*Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*), dans sa version modifiée à l'occasion, tenu par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter).
4. Ces normes exigent que l'évaluation soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation comprend également l'appréciation de la conformité des données relatives aux réserves avec les principes et les définitions exposés dans le manuel COGE.
5. Le tableau suivant présente la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôt) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et de coûts prévisionnels et actualisés au moyen d'un taux de 10 pour cent, qui sont compris dans les données relatives aux réserves évaluées pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 et indique les portions respectives que nous avons évaluées et sur lesquelles nous avons fait rapport au conseil d'administration de la société :

Évaluateur de réserves qualifié indépendant	Date d'établissement du rapport d'évaluation	Emplacement des réserves	Établissement de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôt, taux d'actualisation de 10 %) (en millions de dollars)
McDaniel & Associates Consultants Ltd.	31 décembre 2022	Canada	69 326
McDaniel & Associates Consultants Ltd.	31 décembre 2022	Chine	3 629
McDaniel & Associates Consultants Ltd.	31 décembre 2022	Indonésie	596
GLJ Ltd.	31 décembre 2022	Canada	4 026
			<hr/> 77 577 <hr/>

6. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons respectivement évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE, appliqué de façon uniforme, et sont conformes à celui-ci.
7. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour nos rapports dont il est question au paragraphe 5 pour tenir compte de faits et de circonstances postérieurs à leur date d'établissement.
8. Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

/s/ Brian R. Hamm

Brian R. Hamm, ing.
Président et chef de la direction
McDaniel & Associates Consultants Ltd.
Calgary (Alberta) Canada

/s/ Jodi L. Anhorn

Jodi L. Anhorn, M. Sc., ing.
Président et chef de la direction
GLJ Ltd.
Calgary (Alberta) Canada

Le 14 février 2023

ANNEXE B

Rapport de la direction et du conseil d'administration sur les données relatives aux réserves et autre information

La direction de Cenovus Energy Inc. (la « société ») a la responsabilité d'établir et de fournir l'information concernant les activités pétrolières et gazières de la société conformément à la réglementation en valeurs mobilières. Cette information inclut les données relatives aux réserves.

Des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants ont évalué les données relatives aux réserves de la société. Le rapport de ces évaluateurs de réserves qualifiés indépendants sera déposé auprès des autorités en valeurs mobilières en même temps que le présent rapport.

Le comité de la sécurité, de la durabilité et des réserves du conseil d'administration de la société :

- a) a examiné les procédures suivies par la société pour fournir l'information aux évaluateurs de réserves qualifiés indépendants;
- b) a rencontré les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants dans le but de déterminer si on leur a imposé des restrictions limitant leur capacité de fournir un rapport sans restriction;
- c) a examiné les données relatives aux réserves avec la direction et chacun des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants.

Le conseil d'administration de la société a examiné les procédures suivies par la société pour rassembler et présenter toute autre information concernant ses activités pétrolières et gazières et a examiné cette information avec la direction. Le conseil d'administration, sur la recommandation du comité de la sécurité, de la durabilité et des réserves, a approuvé :

- a) le contenu du rapport sur les données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz, et le dépôt de celui-ci auprès des autorités en valeurs mobilières;
- b) le dépôt du rapport sur les données relatives aux réserves des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants;
- c) le contenu du présent rapport et son dépôt.

Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés, et les écarts peuvent être importants.

/s/ Alexander J. Pourbaix

/s/ Jeffrey R. Hart

Alexander J. Pourbaix
Président et chef de la direction

Jeffrey R. Hart
Vice-président directeur et chef des finances

/s/ Keith A. MacPhail

/s/ Richard J. Marcogliese

Keith A. MacPhail
Administrateur et président du conseil

Richard J. Marcogliese
Administrateur et président du comité de la sécurité, de la durabilité et des réserves

Le 15 février 2023

ANNEXE C

Mandat du comité d'audit

Le comité d'audit (le « comité »), un comité du conseil d'administration (le « conseil ») de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société ») est constitué pour agir à titre de conseiller du conseil et pour aider le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de supervision.

Les tâches et les responsabilités principales du comité s'établissent comme suit :

- Superviser et contrôler l'efficacité et l'intégrité des processus comptables et de communication de l'information financière de la société, des états financiers et du système de contrôles internes qui se rapportent à la conformité de la comptabilité et de la communication de l'information financière.
- Superviser les audits des états financiers de la société.
- Superviser et contrôler le cadre de gestion des risques associés au marché de la société, dont les politiques et les lignes directrices complémentaires portant sur la gestion des risques associés aux prix des marchandises, au change et aux taux d'intérêt.
- Superviser et contrôler la définition, par la direction, des principaux risques financiers et surveiller le processus de gestion de ces risques.
- Superviser et contrôler la conformité de la société avec les exigences juridiques et réglementaires relatives aux communications financières.
- Superviser et contrôler les compétences, l'indépendance et le rendement des auditeurs externes et du groupe d'audit interne de la société.
- Mettre en place une voie de communication entre les auditeurs externes, la direction, le groupe d'audit interne et le conseil.

Le comité a l'autorité de procéder à tout examen ou à toute enquête convenable pour lui permettre de s'acquitter de ses responsabilités. Le comité a accès sans restriction aux membres du personnel et à l'information ainsi qu'à toutes les ressources nécessaires pour lui permettre de s'acquitter de sa responsabilité. À cet égard, le comité peut imposer au personnel d'audit interne des champs d'examen particuliers.

Constitution, composition et définitions

1. Rapport hiérarchique

Le comité doit rendre compte au conseil.

2. Composition du comité

Le comité se compose d'au moins trois et d'au plus huit administrateurs, qui sont tous des administrateurs indépendants aux termes du *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* (dans sa version mise en application par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières (« ACVM ») et modifiée à l'occasion) (le « Règlement 52-110 »).

Tous les membres du comité ont des compétences financières, au sens du Règlement 52-110, et au moins un membre doit être un expert en comptabilité ou avoir une expertise de gestion financière connexe.

Au moins un membre doit avoir de l'expérience dans le secteur pétrolier et gazier.

Les membres du comité ne peuvent simultanément siéger au comité d'audit de plus de deux autres sociétés ouvertes, à moins que le conseil n'établisse au préalable que ces services simultanés n'entraveront pas la capacité des membres pertinents à siéger de façon efficace au comité et qu'ils ne communiquent de la façon prescrite cette information au public.

Le président du conseil non membre de la direction est un membre sans droit de vote du comité. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Quorum ».

3. Nomination des membres du comité

Les membres du comité sont nommés à une réunion du conseil qui a lieu après l'élection des administrateurs à l'assemblée annuelle des actionnaires; toutefois, tout membre peut être destitué ou remplacé, sous réserve des exigences précisées à la rubrique « Composition du comité » qui précède, en tout temps par le conseil et, quoi qu'il en soit, cesse d'être membre du comité dès qu'il cesse d'être membre du conseil.

4. Vacances

Si un poste est, à un moment quelconque, à pourvoir parmi les membres du comité, il peut être comblé par le conseil.

5. Président

Le comité de gouvernance recommande au conseil en vue de son approbation un administrateur indépendant qui agira à titre de président du comité (le « président »). Le conseil nomme le président.

S'il n'est pas disponible ni en mesure d'assister à une réunion du comité, le président du comité demande à un autre membre de présider la réunion, sinon, un des autres membres du comité présent à la réunion est choisi pour présider la réunion par la majorité des membres du comité présents.

Le président du comité qui préside toute réunion du comité n'a pas de voix prépondérante.

Les dispositions concernant le président dans la présente section devraient être lues conjointement avec la section relative au président de comité dans les Lignes directrices générales relatives au président du conseil d'administration et aux présidents des comités du conseil.

6. Secrétaire

Le comité désigne un secrétaire qui n'est pas tenu d'être membre du comité. Le secrétaire rédige le procès-verbal des réunions du comité.

7. Réunions du comité

Le comité tient des réunions au moins tous les trimestres. Le président peut convoquer des réunions supplémentaires au besoin. En outre, le président du conseil non membre de la direction, le président et chef de la direction ou un membre du comité ou les auditeurs externes peuvent convoquer une réunion.

Les réunions du comité peuvent, de l'accord du président, être tenues en présence des membres, par vidéoconférence, par téléphone, par un autre moyen de communication électronique ou autre ou par une combinaison des moyens qui précèdent.

Les membres du comité se réunissent en l'absence de la direction au cours de chaque réunion du comité.

8. Avis de convocation à une réunion

L'avis de l'heure et de l'endroit de chaque réunion peut être donné verbalement ou par écrit, par télécopieur ou un moyen de communication électronique à chaque membre du comité au moins 24 heures avant l'heure fixée pour la réunion en question. L'avis de convocation de chaque réunion est également remis aux auditeurs externes de la société.

Un membre et les auditeurs externes peuvent, d'une façon quelconque, renoncer à l'avis de convocation à la réunion du comité. Le fait pour un membre d'assister à une réunion constitue une renonciation à l'avis de convocation à la réunion, sauf s'il assiste à une réunion précisément pour s'opposer aux délibérations sur une question pour le motif que la réunion n'a pas été légitimement convoquée.

9. Quorum

La majorité des membres du comité présents en conformité avec l'article 7 constitue le quorum. En outre, si la présence d'un membre d'office sans droit de vote est requise pour réunir le quorum du comité, ledit membre est alors autorisé à voter à la réunion.

10. Présence aux réunions

On s'attend à ce que le président et chef de la direction, le chef des finances, le contrôleur et le chef de l'audit interne soient disponibles en vue d'assister aux réunions du comité ou à une partie de celles-ci.

Le comité peut, sur invitation précise, voir à ce que d'autres personnes-ressources assistent à la réunion.

Le comité a le droit d'établir qui doit et qui ne doit pas être présent en tout temps à une réunion du comité.

Les administrateurs qui ne sont pas membres du comité peuvent assister aux réunions du comité de façon ponctuelle après avoir au préalable consulté le président ou une majorité des membres du comité et avoir obtenu l'approbation de ces personnes.

11. Procès-verbaux

Les procès-verbaux des réunions du comité sont transmis à tous les membres du comité. Le comité doit faire rapport de ses activités au conseil plénier à la prochaine réunion ordinaire prévue au calendrier du conseil ou plus souvent, selon ce que le président peut juger approprié.

Responsabilités spécifiques

Pour remplir son mandat et s'acquitter de ses obligations de supervision, le comité est tenu d'effectuer ce qui suit :

12. Procédures d'examen

- a) Examiner le résumé de la composition du comité et de ses responsabilités dans le rapport annuel, la notice annuelle ou d'autres documents d'information publics de la société.
- b) Examiner le résumé de toutes les approbations par le comité à l'égard de la prestation de services d'audit, de services liés à l'audit, de services en fiscalité et autres services par les auditeurs externes, résumé qui sera inclus dans le rapport annuel et la notice annuelle de la société ou dans tout autre document d'information public déposé.

13. États financiers annuels

- a) Examiner les états financiers annuels audités et les documents connexes avant leur dépôt ou leur diffusion et en discuter avec la direction et les auditeurs externes de la société et de toute filiale dont les titres sont placés dans le public. L'examen doit comprendre ce qui suit :
 - i) Les états financiers annuels et les notes y afférentes, y compris les questions d'importance concernant les principes et les pratiques comptables et les estimations et les jugements importants de la direction, notamment les changements importants dans le choix ou l'application des principes comptables de la société, les questions importantes quant au caractère adéquat des contrôles internes de la société et toutes les mesures adoptées en raison de lacunes importantes des contrôles.
 - ii) Le rapport de gestion.
 - iii) L'utilisation du financement sans effet sur le bilan, y compris l'évaluation par la direction des risques et de la pertinence de l'information.
 - iv) L'examen des travaux d'audit des états financiers par les auditeurs externes et leur rapport connexe.
 - v) Les modifications importantes requises dans le plan d'audit des auditeurs externes.
 - vi) Les difficultés ou différends importants avec la direction survenus au cours de l'audit, y compris des restrictions quant à la portée du travail des auditeurs externes ou à leur accès aux renseignements requis.
 - vii) Les autres questions concernant la tenue de l'audit qui doivent être communiquées au comité aux termes des normes d'audit généralement reconnues.
- b) Examiner les éléments suivants et les recommander formellement au conseil d'administration pour qu'il les approuve :
 - i) Les états financiers audités de la fin d'exercice. L'examen doit comprendre des discussions avec la direction et les auditeurs externes quant à ce qui suit :
 - i. Les méthodes comptables de la société et leurs modifications.
 - ii. L'incidence des jugements, des produits à recevoir et des charges à payer et des estimations importants.
 - iii. Le mode de présentation des principaux postes comptables.
 - iv. La cohérence de la communication de l'information.
 - ii) Le rapport de gestion.
 - iii) L'information financière de la notice annuelle.
 - iv) L'information financière de tous les prospectus et de toutes les circulaires d'information.

L'examen doit comprendre un rapport des auditeurs externes concernant la qualité des principes comptables d'importance critique dont dépend la situation financière de la société et qui comporte les décisions rationnelles ou les évaluations les plus complexes, subjectives ou importantes.

14. États financiers trimestriels

- a) Examiner avec la direction et les auditeurs externes les éléments suivants et les approuver (l'approbation doit comprendre l'autorisation de leur communication au public) ou les recommander formellement au conseil de la société pour qu'il les approuve :
 - i) Les états financiers non audités trimestriels et les documents connexes, y compris le rapport de gestion.
 - ii) Les modifications importantes des principes comptables de la société.
- b) Examiner, avant leur diffusion, les états financiers non audités trimestriels de toute filiale de la société dont les titres sont émis dans le public.

15. Autres dépôts financiers et documents publics

Examiner avec la direction l'information financière, et en discuter, y compris les communiqués portant sur les bénéfices, l'utilisation des expressions « pro forma » ou les renseignements financiers non conformes aux PCGR ou les indications concernant les bénéfices qui figurent dans des documents déposés auprès des ACVM et de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis ou dans les communiqués de presse qui s'y rapportent et analyser si l'information est conforme à celle qui figure dans les états financiers de la société ou d'une filiale dont les titres sont émis dans le public.

16. Cadre des contrôles internes

- a) Recevoir de la direction, des auditeurs externes et des auditeurs internes et examiner avec ceux-ci un rapport annuel portant sur le cadre des contrôles de la société pour autant qu'ils concernent le processus de communication de l'information financière et les contrôles de la société.
- b) Examiner les risques financiers importants et évaluer les mesures prises par la direction en vue de surveiller, de contrôler, d'atténuer et de présenter ces risques de la société, et en discuter.
- c) Examiner, conjointement avec les auditeurs internes et les auditeurs externes, le degré de coordination des plans d'audit des auditeurs internes et des auditeurs externes et se renseigner pour établir jusqu'à quel point la portée prévue peut être efficace pour déceler les faiblesses des contrôles internes, la fraude ou d'autres actes illégaux. Le comité doit évaluer la coordination des travaux d'audit afin de garantir l'exhaustivité de ceux-ci et l'utilisation efficace des ressources d'audit. Toute recommandation importante des auditeurs en vue de raffermir les contrôles internes doit faire l'objet d'un examen et de discussions avec la direction.
- d) Examiner avec le président et chef de la direction, le chef des finances de la société et les auditeurs externes :
 - i) l'ensemble des déficiences et lacunes importantes dans la conception ou le fonctionnement des contrôles et des procédures internes de la société à l'égard de la communication de l'information financière qui pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la société à consigner, traiter, résumer et déclarer l'information financière qui doit être communiquée par la société dans les rapports qu'elle dépose ou présente en vertu de la loi des États-Unis intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 »), ou les lois et règlements fédéraux et provinciaux canadiens dans les délais requis et ii) les fraudes, qu'elles soient importantes ou non, qui impliquent les membres de la direction de la société ou d'autres employés qui ont un rôle important à jouer dans le cadre des contrôles et des procédures internes de communication de l'information financière de la société.
- e) Examiner les conclusions significatives rédigées par les auditeurs externes et le service d'audit interne, ainsi que les réactions des membres de la direction.

17. Autres éléments à examiner

- a) Examiner la procédure d'attestation des états financiers intermédiaires et annuels par le président et chef de la direction et le chef des finances ainsi que les attestations faites par le président et chef de la direction et le chef des finances.

- b) Examiner les politiques et les procédures relatives aux comptes de frais et aux avantages accessoires des dirigeants et des administrateurs, y compris leur utilisation des actifs de l'entreprise, et analyser les résultats d'un examen dans ces domaines par l'auditeur interne ou les auditeurs externes.
- c) Examiner toutes les opérations entre parties apparentées entre la société et les membres de la haute direction ou les administrateurs, y compris les affiliations des membres de la haute direction ou des administrateurs.
- d) Examiner, avec le chef du contentieux, le chef de l'audit interne et les auditeurs externes, les résultats de leur examen portant sur la surveillance par la société de la conformité avec chaque code d'éthique commercial publié de la société et les exigences juridiques applicables.
- e) Examiner les questions juridiques et réglementaires, y compris la correspondance avec les organismes gouvernementaux et les rapports reçus de ceux-ci, qui peuvent avoir une incidence importante sur les états financiers intermédiaires ou annuels ou sur les autres documents déposés auprès des organismes de réglementation et contenant de l'information financière et les politiques de conformité d'entreprise et programmes connexes. Les membres des groupes juridique et de fiscalité devraient assister à la réunion afin de remettre leurs rapports respectifs.
- f) Examiner les politiques et les pratiques en ce qui a trait aux opérations hors bilan et aux activités de négociation et de couverture et analyser les résultats d'un examen dans ces domaines effectué par les auditeurs internes ou les auditeurs externes.
- g) S'assurer que la présentation de la société des réserves d'hydrocarbure prouvées nettes a été examinée par le comité de la sécurité, de la durabilité et des réserves du conseil.
- h) Examiner les procédures de la direction mises en place pour empêcher et détecter les fraudes.
- i) Examiner :
 - i) les procédures pour la réception, la conservation et le traitement des plaintes que la société reçoit, y compris les observations confidentielles faites sous le couvert de l'anonymat par des employés de la société, qui portent sur la comptabilité, les contrôles comptables internes ou les questions d'audit;
 - ii) un résumé des enquêtes importantes menées à l'égard de ces questions.
- j) Tenir des réunions périodiques distinctes avec la direction.

18. Auditeurs externes

- a) Être directement responsable, à titre de comité du conseil et sous réserve des droits des actionnaires et du droit applicable, de la nomination, de la rémunération, du mandat et de la supervision du travail des auditeurs externes (y compris le règlement des désaccords entre la direction et les auditeurs externes en ce qui a trait à la communication de l'information financière) aux fins d'établir ou de remettre un rapport d'audit ou d'exécuter d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation pour le compte de la société. Les auditeurs externes font rapport directement au comité.
- b) Tenir des réunions périodiques avec les auditeurs externes (en l'absence de la direction) et s'assurer de la disponibilité des auditeurs externes pour assister aux réunions du comité ou à des parties de celles-ci à la demande du président ou de la majorité des membres du comité.
- c) Examiner au moins une fois par trimestre un rapport des auditeurs externes portant sur les éléments suivants et en discuter :
 - i) L'ensemble des méthodes et des pratiques comptables d'importance critique devant être utilisées.
 - ii) Tous les traitements de remplacement permis aux termes des principes comptables en ce qui concerne les méthodes et les pratiques touchant les points importants qui ont fait l'objet de discussions avec la direction, y compris les ramifications de l'utilisation de ces autres communications et traitements et le traitement qu'ont privilégié les auditeurs externes.
 - iii) Les autres communications écrites importantes échangées entre les auditeurs externes et la direction, comme une lettre de recommandation ou une liste des écarts non ajustés.
- d) Obtenir et examiner, au moins une fois l'an, un rapport des auditeurs externes portant sur les éléments suivants :
 - i) Les procédures de contrôle de la qualité interne des auditeurs externes.

- ii) Les questions importantes soulevées par le dernier examen du contrôle de la qualité interne ou de contrôle des auditeurs externes par des homologues ou par toute enquête gouvernementale ou d'autorités professionnelles au cours des cinq exercices précédents relativement à un ou à plusieurs audits indépendants exécutés par les auditeurs externes et les mesures prises pour régler ces questions.
 - iii) Dans la mesure envisagée par le paragraphe précédent, toutes les relations entre les auditeurs externes et la société.
- e) Au moins une fois l'an, examiner avec les auditeurs externes l'ensemble des relations que ces derniers et les membres de leur groupe ont avec la société et les membres de son groupe et en discuter avec eux afin d'établir l'indépendance des auditeurs externes, y compris i) recevoir et examiner, dans le cadre du rapport décrit au paragraphe précédent, un exposé officiel écrit provenant des auditeurs externes délimitant toutes les relations qui pourraient raisonnablement avoir une incidence sur l'indépendance des auditeurs externes envers la société et les membres de son groupe, ii) discuter avec les auditeurs externes de l'ensemble des relations ou services révélés qui, de l'avis des auditeurs externes, pourraient avoir une incidence sur leur objectivité et leur indépendance et iii) recommander au conseil qu'il prenne la mesure appropriée en réponse au rapport des auditeurs externes en vue d'établir avec satisfaction l'indépendance des auditeurs externes.
- f) Examiner et évaluer une fois l'an les éléments suivants :
- i) le rendement de l'équipe des auditeurs externes et de l'associé responsable de la mission de cette équipe et faire une recommandation au conseil quant à la reconduction des auditeurs externes à l'assemblée annuelle des actionnaires de la société ou quant à leur congédiement;
 - ii) les modalités de la mission des auditeurs externes ainsi que leurs honoraires proposés;
 - iii) les plans et les résultats de l'audit externe;
 - iv) toute autre question connexe à la mission d'audit;
 - v) la mission des auditeurs externes en ce qui a trait aux services non liés à l'audit ainsi que les honoraires versés en contrepartie et leur incidence sur l'indépendance des auditeurs externes;
 - vi) le rapport annuel du Conseil canadien sur la reddition de comptes (le « CCRC ») concernant la qualité des audits au Canada et discuter des incidences de celui-ci sur Cenovus;
 - vii) tout rapport pouvant être publié par le CCRC concernant l'audit de Cenovus.
- g) Procéder régulièrement à un examen complet de l'auditeur externe dans le but d'aider le comité à repérer les points sur lesquels le cabinet d'audit externe pourrait possiblement s'améliorer et d'en venir à une conclusion finale quant à l'opportunité de retenir les services de l'auditeur externe à nouveau ou de solliciter des soumissions de la part d'autres auditeurs.
- h) Dans le cadre de l'examen et des discussions portant sur les renseignements fournis au comité conformément aux paragraphes c) à f) du présent article, évaluer les compétences, le rendement et l'indépendance des auditeurs externes, y compris établir si les contrôles de la qualité des auditeurs externes sont adéquats ou non ou si la prestation de services autorisés non liés à l'audit permet quand même de conserver l'indépendance des auditeurs, en tenant compte des opinions de la direction et du chef de l'audit interne. Le comité doit présenter ses conclusions au conseil à cet égard.
- i) Examiner la rotation des associés au sein de l'équipe de la mission d'audit, conformément aux lois applicables. Afin de garantir l'indépendance continue des auditeurs externes, déterminer s'il est approprié d'adopter une politique de rotation périodique du cabinet d'audit externe.
- j) Définir des politiques claires concernant l'engagement par la société d'employés ou d'anciens employés des auditeurs externes.
- k) Analyser avec la direction et les auditeurs externes les raisons pour lesquelles les services de cabinets d'audit où ne travaillent pas les principaux auditeurs externes sont retenus.
- l) Prendre en considération et examiner avec les auditeurs externes, la direction et le chef de l'audit interne les éléments suivants :
- i) Les constatations importantes dégagées au cours de l'exercice et les réactions et le suivi de la direction à ce propos.

- ii) Les difficultés éprouvées au cours de leurs audits, y compris des restrictions à l'égard de la portée de leur travail ou de l'accès aux renseignements requis, et la réaction de la direction à cet égard.
- iii) Les désaccords importants entre les auditeurs externes ou les auditeurs internes et la direction.
- iv) Les modifications devant être apportées à la portée prévue de leur plan d'audit.
- v) Les ressources, le budget, les liens de communication, les responsabilités et les activités prévues des auditeurs externes.
- vi) Le mandat du service d'audit interne.
- vii) La conformité de l'audit interne avec les normes de l'Institute of Internal Auditors.

19. Groupe d'audit interne et indépendance

- a) Tenir des réunions périodiques distinctes avec le chef de l'audit interne.
- b) Examiner et approuver la nomination, la rémunération, le remplacement, la reconduction ou le congédiement du chef de l'audit interne.
- c) Examiner, avec le chef de l'audit interne, le budget d'audit interne, le plan de ressources, les activités, la structure organisationnelle de la fonction d'audit interne et les compétences des auditeurs internes.
- d) Confirmer annuellement l'indépendance du groupe d'audit interne et s'en assurer.
- e) Approuver le mandat du groupe d'audit interne et le plan d'audit interne.
- f) Examiner le rendement et l'efficacité de la fonction d'audit interne, y compris la conformité avec les normes internationales pour la pratique professionnelle de l'audit interne (*International Standards for the Professional Practice of Internal Auditing*) et le code de déontologie de l'Institute of Internal Auditors.

20. Approbation des services d'audit et des services non liés à l'audit

- a) Examiner et, le cas échéant, approuver la prestation de tous les services non liés à l'audit autorisés (y compris leurs modalités et la rémunération versée en contrepartie) avant la prestation de ces services par les auditeurs externes (sous réserve de l'exception pour les services non liés à l'audit de valeur minimale décrite dans la Loi de 1934 ou la législation et les règlements applicables des ACVM et de la SEC qui sont approuvés par le comité avant la fin de l'audit).
- b) Examiner et, s'ils sont appropriés et autorisés, approuver la prestation de tous les services d'audit (y compris leurs modalités et la rémunération versée en contrepartie) avant la prestation de ces services par les auditeurs externes.
- c) Si les approbations au préalable envisagées par les paragraphes a) et b) du présent article ne sont pas obtenues, approuver, s'ils sont jugés appropriés et autorisés, la prestation de tous les services d'audit et non liés à l'audit sans délai après que le comité ou un membre du comité à qui le pouvoir a été délégué a connaissance de la prestation de ces services.
- d) Déléguer, si le comité le juge nécessaire ou souhaitable, à des sous-comités composés d'un ou de plusieurs membres du comité, le pouvoir d'accorder les approbations au préalable et les approbations décrites aux paragraphes a) à c) du présent article. La décision d'un tel sous-comité d'accorder les approbations au préalable doit être soumise au comité plénier à sa prochaine réunion prévue.
- e) Établir des politiques et des procédures en vue des approbations au préalable décrites aux paragraphes a) et b) du présent article, pourvu que ces politiques et procédures comportent des précisions quant aux services particuliers, que le comité soit informé de chaque service, et que les politiques et procédures ne comprennent pas la délégation des responsabilités du comité, aux termes de la Loi de 1934 ou des lois et des règlements des ACVM et de la SEC pertinents, à la direction.

21. Supervision du risque

Le comité est responsable de la supervision des risques associés à ce qui suit et fait rapport au conseil à cet égard :

- a) L'efficacité opérationnelle et conceptuelle du cadre de contrôle de gestion des risques associés au marché de la société et des procédés pour gérer ces risques;
- b) La non-conformité avec les règlements et les politiques portant sur des questions visées par le mandat du comité;

- c) L'ensemble des dépôts de documents d'information financière et des autres dépôts de documents d'information publics, y compris les états financiers audités annuels et les documents connexes de la société et de toute filiale ayant des titres émis auprès du public de même que les états financiers non audités et documents connexes de ces entités ainsi que tout autre document d'information public déposé ayant trait à de l'information financière;
- d) L'évaluation, la nomination, la rémunération, la reconduction ou le travail des auditeurs externes;
- e) De concert avec la direction, la nomination, la rémunération, le remplacement, la reconduction ou le congédiement du chef de l'audit interne;
- f) La réception, la rétention et le traitement des plaintes reçues par la société concernant les questions de comptabilité, de contrôles de comptabilité interne ou d'audit;
- g) Les risques financiers importants ou les expositions à de tels risques, y compris ceux rattachés à des questions environnementales, sociales et de gouvernance (« ESG »), comme les changements climatiques;
- h) Les risques principaux ou émergents qui ont été attribués au comité, à l'occasion, par le conseil, selon les recommandations du comité de gouvernance.

22. Supervision des enjeux environnementaux, sociaux et de gouvernance (« ESG »)

Le comité est responsable de la supervision de ce qui suit :

- a) Les répercussions financières des questions ESG en évolution (y compris les changements climatiques) et plus particulièrement les répercussions sur l'accès par la société à du capital auprès de ses prêteurs ou de ses investisseurs souhaitant acquérir des titres de créance ou des titres de capitaux propres, sur son accès à une couverture d'assurance et sur ses notes de crédit.

23. Divers

Le comité peut faire ce qui suit :

- a) Retenir, avec l'approbation de la majorité des membres du comité, les services de conseillers externes s'il le juge approprié;
- b) Déléguer, avec l'approbation de la majorité des membres du comité, ses fonctions et ses responsabilités à des sous-comités du comité;
- c) Examiner, avec le président et chef de la direction et sous réserve de l'approbation du comité, et recommander au conseil la nomination, le remplacement, la reconduction ou le congédiement du chef des finances;
- d) Mener ou autoriser des enquêtes à l'égard de toute question s'inscrivant dans le cadre des responsabilités du comité. Le comité a le pouvoir de retenir les services de conseillers juridiques, de comptables ou d'autres experts indépendants, et d'obtenir des conseils ou par ailleurs une aide de ces derniers, dans le cadre de toute enquête que le comité juge nécessaire et pour l'aider aux fins de celle-ci;
- e) Établir les fonds adéquats en vue du paiement, par la société i) de la rémunération des auditeurs externes aux fins d'établir ou de remettre un rapport d'audit ou d'exécuter d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation pour le compte de la société, ii) de la rémunération des conseillers dont le comité a retenu les services et iii) des frais administratifs habituels du comité qui sont nécessaires ou appropriés pour qu'il s'acquitte de ses tâches;
- f) Examiner et réévaluer le caractère adéquat du présent mandat chaque année et recommander les modifications au comité de gouvernance aux fins d'examen;
- g) Envisager la mise en application des recommandations du comité de gouvernance du conseil en ce qui concerne l'efficacité, la structure ou les procédures du comité;
- h) Exécuter toute autre fonction requise par la loi, les règlements de la société ou le conseil;
- i) Analyser toutes les autres questions que le conseil lui a soumises.

Les tâches et responsabilités d'un membre du comité s'ajoutent aux responsabilités énoncées pour ce membre du conseil.

Révision en date du : 28 juillet 2021