



Notice annuelle

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021

Le 7 février 2022



NOTICE ANNUELLE

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021

INFORMATION PROSPECTIVE	3
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	6
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	7
DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ	12
ACTIVITÉS EN AMONT	12
SABLES BITUMINEUX	12
CLASSIQUE	14
ACTIVITÉS EXTRACÔTIÈRES	16
ACTIVITÉS EN AMONT	18
FABRICATION AU CANADA	18
FABRICATION AUX ÉTATS-UNIS	20
VENTE	22
CONCURRENCE	24
PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	24
CODE DE CONDUITE ET D'ÉTHIQUE COMMERCIALES	24
EMPLOYÉS	25
FACTEURS DE RISQUE	25
DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ	25
DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES	27
DÉVELOPPEMENT DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES NON DÉVELOPPÉES	37
FACTEURS OU INCERTITUDES SIGNIFICATIFS INFLUANT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES	38
AUTRES RENSEIGNEMENTS PÉTROLIERS ET GAZIERS	39
DIVIDENDES	46
DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS	47
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	53
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION	55
COMITÉ D'AUDIT	61
POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI	62
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	63
AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES	63
CONTRATS IMPORTANTS	63
EXPERTS INTÉRESSÉS	65
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES	66
QUESTIONS COMPTABLES	66
ABRÉVIATIONS ET CONVERSIONS	66
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

INFORMATION PROSPECTIVE

Dans la présente notice annuelle (la « notice annuelle »), 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 au 31 décembre 2021.

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; les cibles en matière de durabilité de la société; les activités de développement de la ressource de Narrows Lake et la réalisation de la première injection de vapeur dans le champ; les opportunités et les avantages prévus découlant de l'arrangement (défini ci-après); la capacité de la société de financer les coûts de développement futurs; l'obtention des produits d'assurance; les répercussions de la production du secteur Classique sur la couverture en ce qui a trait aux activités de la société liées aux sables bitumineux et au raffinage; 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; le dégagement du potentiel des ressources; les répercussions des dépenses d'investissement dans le secteur Classique; 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 ou réduits; 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; 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 et le calendrier prévisionnel à cet égard; 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, y compris l'indice de durée de vie des réserves, 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; l'amélioration de la structure des coûts, les économies de coûts prévues et la possibilité de les maintenir; les échéanciers prévus relativement à l'obtention future d'approbations des organismes de réglementation, des partenaires ou à l'interne; les répercussions futures 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, y compris leurs incidences sur l'empreinte terrestre, sur le rapport vapeur/pétrole et sur la performance environnementale et la durabilité. 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. Les lecteurs sont priés de noter que l'expression « indice de durée de vie des réserves » peut être trompeuse, particulièrement si elle est utilisée hors contexte. Cette mesure est utilisée à des fins d'harmonisation avec les autres sociétés pétrolières et gazières et ne reflète pas la durée de vie réelle des réserves.

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 du regroupement de Cenovus et de Husky; la capacité de la société d'intégrer avec succès les activités de Husky, y compris les nouvelles activités commerciales et zones d'exploitation ainsi que les nouveaux actifs, territoires réglementaires, membres du personnel et partenaires commerciaux pour Cenovus; l'exactitude de toute évaluation entreprise dans le cadre de l'arrangement; la possibilité que les volumes de production prévisionnels soient revus à la baisse en fonction de la conjoncture et de la situation de la société; 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 lois et aux règlements, aux relations avec les communautés autochtones, aux taux d'intérêt, 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 de temps violent, de catastrophes naturelles, d'accidents, 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; l'augmentation 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 fonds en caisse et de l'accès à des facilités de crédit et à des facilités remboursables à vue pour le financement des dépenses d'investissement; le risque de change, y compris en ce qui a trait à notre dette en dollars américains et aux dépenses en immobilisations et aux charges d'exploitation liées aux activités de raffinage; la capacité de la société de gérer notre production tirée des sables bitumineux en 2022, notamment sans entraîner de répercussions négatives pour nos actifs; 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 auront rétréci; le fait que l'écart WTI-WCS en Alberta reste en grande partie lié à l'ampleur des réductions volontaires de l'offre motivées par la rentabilité, à l'éventuel démarrage du programme de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge Inc., à l'achèvement du projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain et à l'intensité du transport ferroviaire de pétrole brut; l'atténuation 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 et à ses opérations de couverture financière; les estimations des quantités de pétrole brut lourd, de bitume, de gaz naturel et de LGN pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; l'exactitude des estimations et des jugements comptables; l'utilisation et la mise au point de technologies dans l'avenir et les résultats futurs devant en découler; 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 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; la suffisance des fonds en caisse existants, des flux de trésorerie générés à l'interne, des facilités de crédit existantes, de la gestion du portefeuille d'actifs de la société et de l'accès aux marchés financiers pour financer les frais de développement futurs et les dividendes, y compris une augmentation de ces derniers; 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 avoir accès à des capitaux suffisants pour poursuivre ses plans de développement; la capacité de la société à conclure des ventes d'actifs et à obtenir les modalités de transaction souhaitées selon les calendriers prévus; la stabilité des conditions générales des affaires, des marchés et de l'économie, tant au pays qu'à l'échelle mondiale; l'inflation prévue et d'autres hypothèses inhérentes aux indications pour 2022 de la société présentées sur le site Web de la société, au cenovus.com, et plus loin dans le présent document; l'incidence prévue du paiement éventuel à ConocoPhillips et le calcul de ce paiement; la concordance entre les prix réalisés du WCS et les prix du WCS servant au calcul du paiement éventuel à ConocoPhillips; 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; la capacité de la société à mettre en œuvre des projets d'immobilisations ou leurs étapes avec succès et en temps opportun; et d'autres risques et incertitudes décrits à l'occasion dans les documents d'information que nous déposons auprès des autorités en valeurs mobilières.

Les indications pour 2022, mises à jour le 7 décembre 2021 et présentées au cenovus.com, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent, 74,00 \$ US/b; prix du WTI, 71,00 \$ US/b; WCS, 55,00 \$ US/b; écart WTI-WCS de 16,00 \$ US/b; prix du gaz naturel AECO, 3,70 \$/kpi³; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 18,00 \$ US/b; taux de change, 0,79 \$ 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 du nouveau coronavirus 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 du nouveau coronavirus 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 et les synergies de coûts prévues de l'arrangement en temps opportun, si elle les réalise; la capacité de la société d'intégrer avec succès l'entreprise de Husky avec la sienne en temps opportun et de façon rentable; les effets de la conclusion de nouvelles activités commerciales; les passifs imprévus ou inconnus associés à l'arrangement; l'inexactitude de toute évaluation effectuée dans le cadre de l'arrangement et de toute information pro forma en résultant; l'inexactitude de toute information fournie par Husky; 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; l'effet de l'endettement accru de la société; 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, y compris en ce qui a trait aux conventions libellées en devises; la suffisance de la liquidité courante de la société pour soutenir ses activités pendant un repli prolongé des marchés; la possibilité que l'écart WTI-WCS en Alberta ne reste pas en grande partie lié à l'ampleur des réductions volontaires de l'offre motivées par la rentabilité, à l'éventuel démarrage du programme de

remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge Inc., à l'achèvement du projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain et à l'intensité du transport ferroviaire de pétrole brut; la capacité de la société à obtenir des coûts de transport moins élevés en raison de la suspension temporaire du programme de transport ferroviaire de pétrole brut; 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, dont l'incidence de l'utilisation d'instruments financiers dérivés, le succès des stratégies de couverture de la société et la suffisance de ses liquidités; 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 calculer le paiement conditionnel à ConocoPhillips; 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'acquitter leurs obligations contractuelles en temps voulu; les risques inhérents à l'exploitation du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de la société, notamment les risques pour la santé, la sécurité et l'environnement; la capacité de la société à maintenir un ratio dette nette/BAIIA ajusté et un ratio dette nette/capitaux permanents 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 et de gaz; 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 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 situations de conditions climatiques extrêmes, les catastrophes naturelles, les accidents liés aux icebergs, les actes 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 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, à l'acceptabilité sociale des activités 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 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 gaz à effet de serre, 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.

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, ainsi que sur le site Web de la société au cenovus.com.

L'information qui se trouve sur le site Web de la société, au cenovus.com, 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 Energy Inc. a été constituée le 30 novembre 2009 sous le régime de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (la « LCSA ») par suite de la fusion de 7050372 Canada Inc. (« 7050372 ») et de Cenovus Energy Inc. (auparavant, Encana Finance Ltd., désignée « Filiale inc. ») aux termes d'un arrangement en vertu de la LCSA visant, entre autres, 7050372, Filiale inc. et Encana Corporation (désormais Ovitiv Inc.). Le 1^{er} janvier 2011, Cenovus Energy Inc. a fusionné avec sa filiale en propriété exclusive, Cenovus Marketing Holdings Ltd., au moyen d'un plan d'arrangement approuvé par la Cour du banc de la Reine de l'Alberta. Le 31 juillet 2015, Cenovus Energy Inc. a fusionné avec sa filiale en propriété exclusive, 9281584 Canada Limited (auparavant 1528419 Alberta Ltd.), par voie de fusion simplifiée verticale. Le 1^{er} août 2018, Cenovus Energy Inc. a fusionné avec sa filiale en propriété exclusive, 10904635 Canada Limited (auparavant Cenovus FCCL Ltd.), par voie de fusion simplifiée verticale. 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 1^{er} janvier 2021, conformément à un plan d'arrangement conclu aux termes de la loi intitulée *Business Corporations Act* (Alberta), Husky Energy Inc. (« Husky ») est devenue une filiale en propriété exclusive de Cenovus. Le 31 mars 2021, Cenovus a fusionné avec sa filiale en propriété exclusive, Husky Energy Inc., par voie de fusion simplifiée verticale. Le 30 décembre 2021, Cenovus a fusionné avec sa filiale en propriété exclusive, Husky Oil Operations Limited, 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 2021 sont les suivantes :

Filiales et sociétés de personnes	Pourcentage de propriété ¹⁾	Territoire de constitution, de prorogation ou de formation
Cenovus Energy Marketing Services Ltd.	100	Alberta
FCCL Partnership (« FCCL »)	100	Alberta
WRB Refining LP (« WRB ») ²⁾	50	Delaware
Husky Energy International Corporation	100	Alberta
Lima Refining Company	100	Delaware
Husky Marketing and Supply Company	100	Delaware
Husky Oil Limited Partnership	100	Alberta
Husky Canadian Petroleum Marketing Partnership	100	Alberta
Husky Energy Marketing Partnership	100	Alberta
Sunrise Oil Sands Partnership ³⁾	50	Alberta
BP-Husky Refining LLC 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 inexploitée par l'intermédiaire de Cenovus Energy US LLC et de Cenovus GPCo LLC.*

3) *Cenovus détient sa participation exploitée par l'intermédiaire de Husky Oil Sands Partnership.*

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

Au 31 décembre 2021, 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 2021 et ii) moins de 10 pour cent des produits des activités ordinaires consolidés de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2021. Dans l'ensemble, les actifs et les produits des activités ordinaires des filiales et des sociétés de personnes de Cenovus qui ne sont pas mentionnées 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 2021 et pour l'exercice clos à cette date.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

SURVOL

Cenovus est une société canadienne d'énergie intégrée établie à Calgary, en Alberta. Nous sommes le deuxième producteur canadien de pétrole brut et de gaz naturel en importance et la deuxième entreprise installée au Canada de raffinage et de valorisation menant des activités au Canada, aux États-Unis et dans la région de l'Asie-Pacifique, par sa taille.

Nos activités en amont comprennent des projets de sables bitumineux dans le nord de l'Alberta, des projets de pétrole brut classique, de gaz naturel et de 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 la valorisation et le raffinage au Canada et aux États-Unis et la vente au détail au Canada. 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.

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

Au 31 décembre 2021, les avoirs fonciers de Cenovus représentaient environ 11,3 millions d'acres nettes et la durée de production estimative des réserves prouvées et probables était d'environ 29 ans.

Arrangement conclu entre Cenovus et Husky

Le 1^{er} janvier 2021, Cenovus et Husky ont réalisé une opération visant le regroupement des deux sociétés dans le cadre d'un plan d'arrangement (l'« arrangement ») aux termes duquel Cenovus a acquis la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de Husky en échange d'actions ordinaires et de bons de souscription de Cenovus. De plus, la totalité des actions privilégiées émises et en circulation de Husky ont été échangées contre des actions privilégiées de Cenovus assorties de modalités identiques pour l'essentiel.

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

Les données comparatives dans la présente notice annuelle comprennent les résultats de Cenovus avant la clôture de l'arrangement le 1^{er} janvier 2021 et ne tiennent compte d'aucune donnée historique de Husky.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

Au 31 décembre 2021, 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, de Sunrise (détenu conjointement avec BP Canada Energy Group ULC (« BP Canada ») et exploité par Cenovus) et de Tucker, 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 cherche à maximiser la valeur par baril de sa production de pétrole lourd et de bitume grâce à son réseau intégré d'actifs. De plus, Cenovus est aussi propriétaire-exploitant du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim et de deux usines d'éthanol. Cenovus commercialise également sa production et des volumes de marchandises détenus à des fins de transaction par des tiers de pétrole brut synthétique, d'asphalte et de produits connexes de tiers.

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 carburéacteur, 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 Products North America Inc. (« 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 carburéacteur.

Vente

Le secteur Vente comprend la commercialisation de nos propres volumes de produits raffinés de pétrole et de volumes de tiers, dont l'essence et le carburant diesel, au moyen de points de vente au détail, de vente commerciale et de vente en gros ainsi que de réseaux de vente en gros au Canada.

Activités non sectorielles et éliminations

Ce secteur comprend principalement les coûts engagés à l'échelle de la société 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, des services de transbordement fournis au secteur Sables bitumineux par le terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de la société, de la production de pétrole brut utilisé comme charge d'alimentation par les secteurs Fabrication au Canada et Fabrication aux États-Unis et de la production de carburant diesel dans le secteur Fabrication au Canada vendu au secteur Vente. Les éliminations sont comptabilisées en fonction des prix du marché courants.

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 :

2019

- **Réduction de la dette.** Cenovus a remboursé des billets non garantis d'un capital de 1,3 milliard de dollars américains en contrepartie de 1,2 milliard de dollars américains. En octobre, Cenovus a également remboursé des billets non garantis à l'échéance d'un capital de 500 millions de dollars américains.
- **Injection de vapeur à la phase G de Christina Lake.** Cenovus a commencé à produire de la vapeur à la phase G de Christina Lake pour produire du bitume tiré des autres phases.
- **Augmentation des expéditions de pétrole brut par train.** Au moyen de sa flotte de wagons, Cenovus a augmenté les expéditions de pétrole brut par train au cours de 2019 pour terminer l'année avec un volume chargé en décembre d'environ 105,9 mille barils par jour et des ventes expédiées par train de 91,1 mille barils par jour.
- **Prolongement de la réduction par le gouvernement de l'Alberta.** En août, le gouvernement de l'Alberta a annoncé que son programme de réduction de la production de pétrole brut était reconduit jusqu'au 31 décembre 2020.
- **Augmentation du dividende de 25 pour cent.** En octobre, Cenovus a annoncé une augmentation de son dividende de 25 pour cent au quatrième trimestre de 2019.
- **Mise en place d'un programme du gouvernement de l'Alberta permettant une production spéciale.** Cenovus était admissible à une production spéciale lui permettant de produire du pétrole brut au-delà de la réduction aux termes d'augmentations graduelles dans les expéditions par wagons.
- **Réévaluation de la capacité de traitement de la raffinerie de Wood River.** Par suite d'un solide rendement d'exploitation constant, des taux d'utilisation plus élevés et des optimisations, la capacité de traitement de pétrole brut de la raffinerie de Wood River a été réévaluée, passant de 333 mille barils par jour à 346 mille, pour refléter une capacité de traitement plus élevée à compter du 1^{er} janvier 2020.

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-isollement 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, 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 60 000 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 5,375 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 9 novembre 2020, Cenovus a annoncé la vente de 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. La vente s'est conclue le 2 décembre 2020.

2021

- **Regroupement de Cenovus et de Husky.** Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2021, Cenovus et Husky se sont regroupées dans le cadre d'une transaction entièrement en actions conformément à l'arrangement. En conséquence de la conclusion de l'arrangement, Husky est devenue une filiale en propriété exclusive de Cenovus. Aux termes de l'arrangement, 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. Un exemplaire de cette déclaration d'acquisition d'entreprise a été déposé et est disponible sur SEDAR, sous le profil de Cenovus, au sedar.com.

- **Vente d'actifs.** Après l'arrangement, au cours de l'année, 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 annoncé 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. La vente s'est conclue en mai 2021.
 - **Vente d'actifs de East Clearwater et de Kaybob.** Le 29 juillet 2021, Cenovus a annoncé la vente d'actifs dans les zones East Clearwater et Kaybob, en Alberta, pour un produit brut combiné de 103 millions de dollars. Les ventes se sont conclues en septembre et en octobre 2021.
 - **Vente d'actions de Headwater.** Le 14 octobre 2021, Cenovus a annoncé la clôture d'une convention de vente de 50 millions d'actions ordinaires de Headwater pour un produit brut en espèces 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.
 - **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 devrait se conclure au cours du premier trimestre de 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. Les ventes devraient se conclure vers la mi-2022. Cenovus conserve son entreprise de carburants commerciaux, qui comprend 167 emplacements à carte d'accès, installations de stockage en vrac ou centres de services de voyage.
 - **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.** Le 8 septembre 2021, 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.** Cenovus a annoncé une entente avec ses partenaires visant la restructuration de ses participations directes dans le champ Terra Nova. La participation directe de Cenovus a augmenté de 13 pour cent pour s'établir 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. L'opération s'est conclue en septembre 2021. 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 pour réduire notre participation directe dans le champ de White Rose et dans les extensions satellites. La restructuration de la participation directe n'aura pas lieu si le projet ne va pas de l'avant. 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. La décision concernant le projet West White Rose devrait être prise d'ici la mi-2022.
- **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 gérance 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 en contrepartie de 2,3 milliards de dollars américains 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.** Le 4 novembre 2021, Cenovus a annoncé que la TSX avait accepté l'avis d'intention de la société de mettre en œuvre une offre publique de rachat dans le cours normal des activités en vue de l'achat 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. En date du 7 février 2022, Cenovus a acheté 9 millions d'actions ordinaires supplémentaires en contrepartie de 160 millions de dollars.

DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ

ACTIVITÉS EN AMONT

SABLES BITUMINEUX

Le secteur Sables bitumineux de Cenovus 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, de Sunrise (détenu conjointement avec BP Canada et exploité par Cenovus) et de Tucker, ainsi que les actifs thermiques de Lloydminster et les actifs de pétrole lourd classique de Lloydminster. Cenovus détient conjointement et exploite 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 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.

Au 31 décembre 2021, Cenovus disposait de droits liés au bitume et au pétrole lourd visant environ 4,2 millions d'acres brutes (3,8 millions 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.

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.

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 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 le développement de ses ressources en sables bitumineux, Cenovus adopte une démarche par étapes qui est analogue à un processus de fabrication. Cette démarche intègre les connaissances acquises au cours des étapes précédentes aux plans de croissance futurs et permet ainsi à la société de réduire ses coûts.

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 »), qui 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

Les innovations de Cenovus sont axées sur le carbone, les coûts et les produits d'exploitation et font en sorte que les répercussions sur les terrains, l'utilisation de l'eau, la qualité de l'air et les habitats de la faune soient minimisées.

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 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 société possède des droits d'accès de surface obtenus du gouvernement du Canada et du gouvernement de l'Alberta et des droits liés au bitume obtenus du gouvernement de l'Alberta visant l'exploration, le développement et le transport à partir de régions situées dans le polygone de tir aérien de Cold Lake. En outre, Cenovus détient des droits exclusifs sur des concessions visant plusieurs centaines de milliers d'acres sous-jacentes à des droits liés au bitume dans d'autres régions du polygone de tir aérien de Cold Lake pour son propre compte et/ou celui de son cessionnaire.

La production de bitume des phases A à G de Foster Creek a été en moyenne de 179,9 mille barils par jour en 2021 (163,2 mille barils par jour en 2020).

Cenovus exploite une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel d'une capacité de 98 mégawatts dans le cadre de ses activités à Foster Creek. La vapeur et l'électricité produites par la centrale sont actuellement utilisées dans les activités d'exploitation par DGMV et l'électricité produite excédentaire est vendue au réseau électrique de l'Alberta.

Christina Lake

Cenovus détient une participation directe de 100 pour cent dans Christina Lake, qui est situé à environ 120 kilomètres au sud 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 des phases A à G de Christina Lake a été en moyenne de 236,8 mille barils par jour en 2021 (218,5 mille barils par jour en 2020). Cenovus exploite une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel d'une capacité de 100 mégawatts conjointement avec Christina Lake. La vapeur et l'électricité produites par la centrale sont actuellement 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. Narrows Lake possède un réservoir d'une profondeur maximale de 375 mètres et la société a obtenu des organismes de réglementation l'approbation pour une capacité de production de 130 mille barils bruts par jour. En 2021, le raccordement du champ de Narrows Lake à l'usine de Christina Lake a commencé. La première vapeur devrait être tirée de Narrows Lake en 2025.

Sunrise

Le projet de sables bitumineux de Sunrise a été acquis dans le cadre de l'arrangement et est situé dans la région Athabasca, dans le nord de l'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. Sunrise est un projet exploité par Cenovus dans le cadre d'un partenariat à 50 pour cent avec BP Canada. La part de 50 pour cent de la production de bitume de Sunrise revenant à Cenovus a été en moyenne de 25,9 mille barils par jour en 2021.

Tucker

Le projet de sables bitumineux de Tucker a été acquis dans le cadre de l'arrangement et est situé à 30 kilomètres au nord-ouest de Cold Lake, en Alberta. La production de Tucker est faite principalement à partir de la formation Clearwater, dans un réservoir d'une profondeur maximale de 450 mètres, au moyen de la technologie DGMV.

La production de bitume s'est établie en moyenne à 21,0 mille barils par jour en 2021. 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.

Production thermique de Lloydminster

L'installation thermique de Lloydminster, acquise dans le cadre de l'arrangement, est composée de 11 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. En outre, une usine située dans la même région, Spruce Lake North, devrait être complétée vers la fin de 2022. Chaque usine compte un certain nombre de plateformes de production et a recours à la technologie DGMV. La production de bitume des installations thermiques de Lloydminster a été en moyenne de 97,7 mille barils par jour en 2021.

Pétrole lourd classique de Lloydminster

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

Husky Midstream Limited Partnership

HMLP possède des réseaux de collecte par pipeline de pétrole brut en Alberta et en Saskatchewan ainsi que les terminaux de pétrole lourd de Lloydminster et de Hardisty. En conséquence de l'arrangement, Cenovus a fait l'acquisition de 35 pour cent de HMLP et en est devenue l'exploitant. Les autres partenaires dans HMLP sont CK Infrastructure Holdings Limited (16,25 pour cent) et Power Assets Holdings Limited (48,75 pour cent). HMLP possède un pipeline d'environ 2 200 kilomètres situé dans la région de Lloydminster, des réservoirs de stockage d'une capacité de 5,9 millions de barils situés à Hardisty et à Lloydminster et d'autres actifs accessoires.

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 à Lloydminster pour livraison à l'usine de valorisation de Lloydminster et à la raffinerie de Lloydminster. 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, dans le centre-ouest de l'Alberta, qui est exploitée par Cenovus et a une capacité de traitement de 120 Mpi³ par jour.

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

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.

Dépenses d'investissement

En 2021, les dépenses d'investissement dans le secteur Sables bitumineux se sont élevées 1,0 milliard de dollars et ont été principalement consacrées au maintien de la production de Christina Lake, de Foster Creek et des actifs thermiques de Lloydminster.

CLASSIQUE

Le secteur Classique de Cenovus comprend des actifs riches en LGN et en gaz naturel dans les zones d'exploitation Elsworth-Wapiti, Kaybob-Edson, Clearwater et Rainbow Lake en Alberta et en Colombie-Britannique ainsi que des participations dans de nombreuses installations de traitement de gaz naturel.

Les actifs classiques de Cenovus comprennent des terrains d'une superficie d'environ 4,5 millions d'acres nettes et sont assortis d'une participation directe moyenne de 67,5 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.

Les actifs classiques devraient fournir des possibilités de développement à cycle de production court présentant un potentiel de rendement élevé qui compléteront les activités de développement à long terme des sables bitumineux de Cenovus. La production classique devrait fournir une couverture économique à l'égard du gaz naturel dont la société a besoin comme source de combustible pour ses activités liées aux sables bitumineux et de raffinage.

La production de gaz naturel et de LGN de Cenovus est commercialisée et transportée 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 d'optimiser les gammes de produits, les points de livraison, les engagements liés au transport et la diversification de la clientèle.

Au cours du deuxième semestre du 2021, Cenovus a vendu des actifs situés dans les zones East Clearwater et Kaybob pour un produit brut combiné de 103 millions de dollars. En outre, le 30 novembre 2021, Cenovus a annoncé une entente visant la vente de la majorité de ses actifs de Montney à Wembley pour un produit en espèces d'environ 238 millions de dollars. La vente devrait se conclure au cours du premier trimestre de 2022.

Elsworth-Wapiti

Cenovus est l'un des plus importants exploitants et producteurs de la zone d'Elsworth-Wapiti, située au nord-ouest de l'Alberta et au nord-est de la Colombie-Britannique. Au 31 décembre 2021, Cenovus détenait les droits de tenure à bail sur environ 1,2 million d'acres nettes dans cette zone. Cenovus a augmenté sa participation dans le secteur dans le cadre de l'arrangement.

Plus de 10 formations contribuent au potentiel de production de la zone d'Elsworth-Wapiti, les plus prometteuses étant celles de Falher et Dunvegan. 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.

Production nette pour la zone d'Elmworth-Wapiti	2021	2020¹⁾
Pétrole brut léger (kb/j)	1,7	0,8
LGN (kb/j)	8,1	6,8
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	151,5	139,9
Total (kbep/j)	35,1	30,9

1) La production nette de 2020 ne comprend pas les actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

Kaybob-Edson

Au 31 décembre 2021, Cenovus détenait les droits de tenure à bail sur environ 1,1 million d'acres nettes dans la zone de Kaybob-Edson, située au centre-ouest de l'Alberta. La cible de développement se situe dans des formations Montney et du Crétacé inférieur où les forages réalisés par l'industrie ont révélé le potentiel en ressources de ces formations dans les terrains adjacents de Cenovus. Cenovus a conclu des contrats à plus long terme afin de gérer tant les volumes de base actuels que les volumes tirés des nouveaux forages. Cenovus exploite dans la zone des installations de gaz naturel, dont les usines de Peco et de Wolf, et a recours aux installations de traitement du gaz naturel contrôlées par des exploitants du secteur intermédiaire et d'autres sociétés pétrolières et gazières dans la zone. En plus de ces installations, Cenovus exploite l'usine de traitement de gaz d'Ansell Corser, qui est détenue par HMLP et a une capacité de traitement de 120 Mpi³ par jour. Cenovus a fait l'acquisition d'une participation de 35 pour cent dans HMLP et en est devenue l'exploitant dans le cadre de l'arrangement.

Production nette pour la zone de Kaybob-Edson	2021	2020¹⁾
Pétrole brut léger (kb/j)	1,1	0,8
LGN (kb/j)	7,4	5,3
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	240,2	137,5
Total (kbep/j)	48,6	29,0

1) La production nette de 2020 ne comprend pas les actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

Clearwater

La zone de Clearwater est située au centre-ouest de l'Alberta, au sud de la zone de Kaybob-Edson. Au 31 décembre 2021, Cenovus détenait les droits de tenure à bail sur environ 0,2 million d'acres nettes. Les actifs de Cenovus dans la zone de Clearwater se caractérisent par des réservoirs sur plusieurs horizons, de formations du Crétacé et du Jurassique, à des profondeurs allant de 1 900 à 3 000 mètres, tous avec de fortes teneurs en LGN, en faisant une zone susceptible de contenir essentiellement 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 des installations de traitement de gaz naturel, dont les installations de Sand Creek et d'Alder.

Production nette pour la zone de Clearwater	2021	2020¹⁾
Pétrole brut léger (kb/j)	2,3	2,9
LGN (kb/j)	7,2	7,4
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	119,0	102,0
Total (kbep/j)	29,3	27,3

1) La production nette de 2020 ne comprend pas les actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

Rainbow Lake

Les actifs de Rainbow Lake, acquis dans le cadre de l'arrangement, sont situés à environ 900 kilomètres au nord-ouest d'Edmonton, en Alberta. Au 31 décembre 2021, Cenovus détenait les droits de tenure à bail sur environ 0,3 million d'acres nettes. Rainbow Lake comprend deux zones distinctes, Rainbow Lake et Bivouac, et les actifs comprennent deux usines à gaz et de multiples installations sur les champs, y compris des stations de compression et des stations satellites, qui comptent 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. La zone de Bivouac produit principalement du gaz non corrosif de la formation Jean Marie.

Production nette pour la zone de Rainbow Lake	2021	2020¹⁾
Pétrole brut léger (kb/j)	3,2	—
LGN (kb/j)	2,9	—
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	87,0	—
Total (kbep/j)	20,6	—

1) La production nette de 2020 ne comprend pas les actifs acquis dans le cadre de l'arrangement.

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 l'énergie thermique, ou de la vapeur, pour l'usine de traitement de Rainbow Lake, et l'électricité supplémentaire produite est vendue au réseau électrique de l'Alberta.

Dépenses d'investissement

En 2021, des dépenses d'investissement de 222 millions de dollars dans le secteur Classique ont été axées sur les puits de développement à cycle court et à rendement élevé qui devraient améliorer les structures de coûts sous-jacentes grâce à l'augmentation du volume et qui devraient compenser les baisses naturelles.

ACTIVITÉS EXTRACÔTIÈRES

Le secteur Activités extracôtières, acquis dans le cadre de l'arrangement, comprend les activités 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 HCML, en Indonésie.

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 périmètre du bloc d'exploration 29/26 du secteur à contrat 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 Limited (« CNOOC »), directement ou par l'intermédiaire de filiales.

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 liquides, les comprime et transporte le gaz naturel vers les marchés commerciaux de la Chine continentale.

Une modification au contrat de vente de gaz naturel du champ Liwan 3-1 est en vigueur jusqu'au 30 avril 2022. La modification a fait augmenter le volume de gaz naturel que l'acheteur doit soutirer ou payer. Après le 30 avril 2022, les modalités initiales du contrat de vente de gaz naturel prendront effet.

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

Bloc 15/33

La société détient un contrat de partage de production (« CPP ») visant le bloc d'exploration 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 pendant la phase d'exploration et détient une participation directe exclusive dans celui-ci. Si une découverte de ressources exploitables est faite, CNOOC pourrait prendre en charge une participation directe d'au plus 51 pour cent pendant la phase de développement et de production en payant sa quote-part de l'ensemble des frais de développement. Le bloc 15/33 comprend une découverte existante forée en 2018.

En 2021, Cenovus a foré un puits d'exploration dans le bloc 15/33 et y a découvert et testé des hydrocarbures. Les résultats de forage, y compris les incidences quant aux plans de développement futur, sont actuellement en cours d'évaluation.

Bloc 16/25

La société détient un CPP visant le bloc d'exploration 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 et à environ 72 kilomètres au nord-est du bloc 15/33. 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, le puits d'exploration obligatoire restant devant être construit dans une zone convenue par les deux parties.

Bloc 23/07

Cenovus détient 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. La société est l'exploitant du bloc pendant la phase d'exploration et détient une participation directe exclusive dans celui-ci pendant cette phase. Si une découverte de ressources exploitables est faite, CNOOC pourrait prendre en charge une participation d'au plus 51 pour cent dans le bloc pour les phases de développement et de production. La société est passée à la deuxième phase d'exploration de deux ans du CPP et s'est engagée à forer un puits d'exploration avant le 30 avril 2022.

Bloc DW-1, zone de Taïwan

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 Taïwan. 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. La période d'exploration sismique tridimensionnelle prend fin le 17 décembre 2022.

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 le champ BD, qui est en exploitation, et les champs en eaux peu profondes MDA, MBH, MDK et MAC, qui sont en cours de développement. La production des champs MDA et MBH devrait commencer à la mi-2022, et la production des champs MAC et MDK devrait commencer en 2023. En 2021, la quote-part de la participation directe de la société dans la production était de 41,2 Mpi³ par jour de gaz naturel classique et de 2,7 mille barils par jour de condensats.

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 exclusive dans le bloc Liman.

Atlantique

Généralités

Le programme d'exploration et de développement de la société dans la région de l'Atlantique est concentré dans le bassin Jeanne d'Arc et le bassin Flemish Pass, situés au large de Terre-Neuve-et-Labrador. Le bassin Jeanne d'Arc englobe le champ White Rose et les extensions satellites (North Amethyst, West White Rose et South White Rose) ainsi que le champ Terra Nova. Dans le bassin Flemish Pass, la société détient une participation directe inexploitée de 35 pour cent dans chacune des découvertes Bay du Nord, Bay de Verde, Baccalieu, Harpoon et Mizzen. La société est l'exploitant du champ White Rose et des extensions satellites et détient une participation dans le champ Terra Nova, ainsi que dans un certain nombre de petits champs non développés. La société possède également une importante superficie d'exploration au large de Terre-Neuve-et-Labrador.

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 flottante de production, de stockage et de déchargement en mer (« FPSD ») SeaRose. Le projet West White Rose, qui a été suspendu en 2020, 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. La société détient une participation directe de 72,5 pour cent dans le champ principal et une participation directe de 68,875 pour cent dans les extensions satellites. En 2021, la quote-part de la société de la production de pétrole brut léger de l'ensemble du champ White Rose a été de 14,1 mille barils par jour. Le champ principal White Rose a produit 7,4 mille barils par jour en 2021. La production de pétrole brut léger des raccordements satellites a été de 2,8 mille barils par jour à l'extension North Amethyst, de 0,2 mille baril par jour à West White Rose et de 3,7 mille barils par jour à l'extension South White Rose.

Le projet West White Rose est toujours reporté pendant que la société continue d'évaluer ses options avec nos partenaires. Au cours du troisième trimestre de 2021, Cenovus a conclu une entente avec Suncor pour réduire notre participation directe dans le champ White Rose et les extensions satellites. La restructuration de la participation directe n'aura pas lieu si le projet ne va pas de l'avant. Cenovus réduirait sa participation directe dans le champ initial en la faisant passer de 72,5 pour cent à 60,0 pour cent et dans les extensions satellites en la faisant passer de 68,875 pour cent à 56,375 pour cent. La décision en matière d'investissement pour le projet West White Rose devrait être prise d'ici la mi-2022. Au 31 décembre 2021, le projet West White Rose avait été complété à environ 63 pour cent.

Champ Terra Nova

Le champ Terra Nova est situé à environ 350 kilomètres au sud-est de St. John's, Terre-Neuve-et-Labrador. Le champ Terra Nova est divisé en trois zones distinctes, soit les zones Graben, East Flank et Far East. Les activités de production au champ Terra Nova sont suspendues depuis décembre 2019. Au cours du troisième trimestre de 2021, Cenovus a conclu des ententes avec ses partenaires visant la restructuration de ses participations directes dans le champ Terra Nova. La participation directe de Cenovus est passée de 13,0 pour cent à 34,0 pour cent. La société a reçu 78 millions de dollars, avant les ajustements de clôture, des partenaires sortants à titre de contribution pour les obligations futures de mise hors service. Le projet PDU visant l'unité FPSD Terra Nova est en cours et la production devrait reprendre vers la fin de 2022.

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 30 pour cent et 100 pour cent dans des zones d'exploration, couvrant des régions dans le bassin Jeanne d'Arc, le bassin Flemish Pass et le large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador et de l'île de Baffin. La société continue d'évaluer les découvertes d'hydrocarbures antérieures et le développement éventuel dans Bay du Nord et d'autres découvertes dans le bassin Flemish Pass. La société détient une participation directe inexploitée de 35 pour cent dans les découvertes Bay du Nord, Bay de Verde, Baccalieu, Harpoon et Mizzen.

Dépenses d'investissement

En 2021, les dépenses d'investissement combinées du secteur Activités extracôtières se sont élevées à 175 millions de dollars et ont été principalement consacrées au capital de préservation du projet West White Rose dans la région de l'Atlantique. Les importantes activités de construction pour ce projet ont été suspendues en mars 2020, et le projet est toujours à l'étude alors que nous évaluons les options le concernant avec nos partenaires.

ACTIVITÉS EN AMONT

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 bitume et du pétrole brut lourd mélangé en pétrole brut synthétique, en carburant diesel, en asphalte et en d'autres produits connexes. Cenovus cherche à maximiser la valeur par baril de sa production de pétrole lourd et de bitume grâce à son réseau intégré d'actifs. De plus, Cenovus est propriétaire-exploitant du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim et de deux usines d'éthanol.

Cenovus commercialise également sa production et des volumes de marchandises détenus à des fins de transaction par des tiers de pétrole brut synthétique, d'asphalte et de produits connexes de tiers.

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

	2021	2020
Capacité de production de pétrole brut (kb/j)	110,5	—
Usine de valorisation de Lloydminster	81,5	—
Raffinerie de Lloydminster	29,0	—
Production de pétrole brut (kb/j)	106,5	—
Usine de valorisation de Lloydminster	79,0	—
Raffinerie de Lloydminster	27,5	—
Taux d'utilisation du pétrole brut¹⁾ (%)	96	—
Production de produits raffinés (kb/j)	107,9	—
Activités de transport ferroviaire de pétrole brut		
Volumes de chargement ²⁾ (kb/j)	12,1	30,4
Production d'éthanol (milliers de litres/j)	661,0	—

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

Usine de valorisation de Lloydminster

La société possède et exploite l'usine de valorisation de Lloydminster, qu'elle a acquise dans le cadre de l'arrangement et qui est située à l'extérieur de Lloydminster, en Saskatchewan. Cette usine est conçue pour traiter une charge d'alimentation de pétrole brut lourd mélangé (y compris du bitume) en vue de créer du pétrole brut synthétique de grande qualité à faible teneur en soufre et du carburant diesel à très faible teneur en soufre et pour récupérer le diluant de la charge d'alimentation et le retourner dans les installations de production de pétrole lourd où il sera réutilisé. 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.

La capacité actuelle de production de l'usine de valorisation de Lloydminster est de 81,5 mille barils par jour de pétrole brut synthétique, de diluant et de carburant diesel à très faible teneur en soufre.

En 2021, la production de l'usine de valorisation de Lloydminster s'est établie en moyenne à 54,9 mille barils par jour de pétrole brut synthétique, à 15,3 mille barils par jour de diluant et à 10,0 mille barils par jour de carburant diesel à très faible teneur en soufre. De plus, l'usine de valorisation de Lloydminster a aussi généré, en sous-produits de ses activités de valorisation, environ 376 tonnes longues par jour de soufre et 1 069 tonnes longues par jour de coke de pétrole au cours de 2021. Ces produits sont vendus sur les marchés canadiens et internationaux.

Raffinerie de Lloydminster

La raffinerie de Lloydminster, acquise dans le cadre de l'arrangement et 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. La raffinerie a une capacité de production de 29,0 mille barils par jour de pétrole brut lourd mélangé. Elle produit aussi du condensat, des distillats en vrac et des produits industriels. Les flux de condensats sont retirés et recirculés dans le réseau de pipelines de HMLP et servent de diluant. Les flux de distillats sont transférés à l'usine de valorisation de Lloydminster et mélangés au flux de mélanges synthétiques de Husky (« MSH ») ou vendus en tant que produits industriels. Les produits industriels sont un mélange de flux de distillats moyens et légers et de gasoil 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.

La capacité de production de la raffinerie de Lloydminster s'est établie en moyenne à 27,5 mille barils par jour de charge d'alimentation en pétrole brut lourd mélangé au cours de 2021. 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.

Réseau de distribution de l'asphalte

En sus des ventes effectuées directement à partir de la raffinerie de Lloydminster, la société a acquis dans le cadre de l'arrangement 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; et 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 fait partie de notre stratégie 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. En 2021, les volumes chargés au terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim s'établissaient en moyenne à 12,1 mille barils par jour (30,4 mille barils par jour en 2020).

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, qu'elle a acquises dans le cadre de l'arrangement et qui sont situées à Lloydminster, en Saskatchewan, et à Minnedosa, au Manitoba. La société fait progresser le programme de capture et de séquestration de carbone à son usine d'éthanol de Minnedosa. 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. En 2021, la production d'éthanol combinée s'est établie en moyenne à 661,0 mille litres par jour.

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.

Dépenses d'investissement

En 2021, les dépenses d'investissement du secteur Fabrication au Canada se sont élevées à 37 millions de dollars et ont été axées sur des projets de maintenance à l'usine de valorisation et à la raffinerie de Lloydminster.

FABRICATION AUX ÉTATS-UNIS

Le secteur Fabrication aux États-Unis comprend les activités de raffinage du pétrole brut nécessaires à la production de carburant diesel, d'essence, de carburéacteur, d'asphalte et d'autres produits aux raffineries de Lima et de Superior, détenues en propriété exclusive, aux raffineries de Wood River et de Borger (détenues conjointement avec l'exploitant Phillips 66) (collectivement, « WRB ») et à la raffinerie de Toledo (détenue conjointement avec l'exploitant BP). WRB a un comité de direction, composé de trois représentants de Cenovus et de trois représentants de Phillips 66, chaque société détenant des droits de vote égaux. La raffinerie de Toledo a un comité de gouvernance, composé de quatre représentants de Cenovus et de quatre représentants de BP, chaque société détenant des droits de vote égaux.

Les participations dans les raffineries permettent à Cenovus de réaliser la pleine valeur de la production de pétrole brut en transformant ce dernier en produits raffinés tels l'essence, le carburant diesel et le carburéacteur, ce qui atténue partiellement la volatilité découlant des fluctuations régionales du prix du pétrole brut léger et lourd en Amérique du Nord.

Cenovus vise à faire croître la chaîne de valeur en commercialisant des carburants produits aux raffineries de Lima et de Toledo, ainsi qu'à la raffinerie de Superior lorsqu'elle aura été reconstruite et remise en service au premier trimestre de 2023, dans le centre-ouest et le nord-est des États-Unis.

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 carburéacteur.

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

	2021 ²⁾	2020
Capacité de production de pétrole brut (kb/j)	502,5	247,5
Raffinerie de Lima	175,0	—
Raffinerie de Toledo ¹⁾	80,0	—
Raffineries de Wood River et de Borger ¹⁾	247,5	247,5
Production de pétrole brut (kb/j)	401,5	185,9
Raffinerie de Lima	126,9	—
Raffinerie de Toledo ¹⁾	69,9	—
Raffineries de Wood River et de Borger ¹⁾	204,7	185,9
Production par produit (kb/j)		
Pétrole brut lourd	138,7	74,6
Pétrole brut léger et moyen	262,8	111,3
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	80	75

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

2) La raffinerie de Superior devrait être remise en service vers le premier trimestre de 2023.

Raffinerie de Lima

La raffinerie de Lima, acquise dans le cadre de l'arrangement, est située à Lima, en Ohio, à environ 150 kilomètres au nord-ouest de Columbus, en Ohio. La capacité déclarée de traitement de pétrole brut de la raffinerie de Lima en 2021 a été de 175,0 mille barils par jour. 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 2021, la production à la raffinerie de Lima s'est établie en moyenne à 62,2 mille barils par jour d'essence, à 50,7 mille barils par jour de distillats et à 18,3 mille barils par jour d'autres produits. Environ huit pour cent du pétrole brut traité à la raffinerie de Lima était composé de pétrole brut lourd canadien en 2021.

Raffinerie de Toledo

La raffinerie de Toledo, acquise dans le cadre de l'arrangement, est située près de Toledo, en Ohio, et sa capacité totale déclarée de traitement de pétrole brut en 2021 était de 160,0 mille barils par jour. 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.

En 2021, la quote-part de Cenovus de la production de la raffinerie de Toledo s'est établie en moyenne à 42,5 mille barils par jour d'essence, à 22,6 mille barils par jour de distillats et à 9,7 mille barils par jour d'autres produits. Environ 38 pour cent du pétrole brut traité à la raffinerie de Toledo en 2021 provenait du Canada et environ 11 pour cent, des États-Unis.

Raffinerie de Wood River

La raffinerie de Wood River figure dans le peloton de tête des 10 pour cent 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 2021, la capacité totale déclarée de traitement de pétrole brut de la raffinerie de Wood River était de 346,0 mille barils par jour. En 2021, la quote-part de Cenovus de la production de la raffinerie de Wood River s'est établie en moyenne à 65,9 mille barils par jour d'essence, à 47,1 mille barils par jour de distillats et à 33,2 mille barils par jour d'autres produits.

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

Raffinerie de Superior

La raffinerie de Superior, acquise dans le cadre de l'arrangement, 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, la démolition, les travaux de préparation de l'emplacement et l'obtention de permis ayant précédé la construction. La reconstruction est en cours, et la société prévoit récupérer une grande partie de cet investissement grâce à son assurance contre les dommages matériels. 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. Ces terminaux comprennent : le terminal de produits de Superior; 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.

Les activités de la raffinerie devraient recommencer au cours du premier trimestre de 2023, et elle aura une capacité déclarée de traitement de pétrole brut de 49,0 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 d'asphalte

La société a acquis dans le cadre de l'arrangement un réseau de distribution d'asphalte aux États-Unis composé des deux terminaux décrits sous la rubrique « Raffinerie de Superior » qui précède, situés à Rhinelander, au Wisconsin, et à Crookston, au Minnesota. 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.

Dépenses d'investissement

En 2021, les dépenses d'investissement du secteur Fabrication aux États-Unis se sont élevées à 995 millions de dollars et ont été axées principalement sur la reconstruction de la raffinerie de Superior, combinée à des projets d'amélioration du rendement, de maintenance et de fiabilité du raffinage aux raffineries de Wood River et de Borger et à des projets de maintenance à la raffinerie de Toledo.

VENTE

Le secteur Vente comprend la commercialisation par la société de ses propres volumes de produits raffinés de pétrole et de volumes de tiers, dont l'essence et le carburant diesel, au moyen de points de vente au détail, de vente commerciale et de vente en gros de pétrole ainsi que de réseaux de vente en gros au Canada.

Réseau de vente au détail et de vente commerciale

Le modèle d'exploitation au détail et commercial 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 diverses stations de détail à services complets et à libre-service, 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.

Les points de vente au détail offrent divers services, dont des dépanneurs, des aires de service, une accessibilité 24 heures sur 24, des lave-autos, des restaurants Husky House, et des centres de restauration rapide exclusifs et à double enseigne. En plus de l'éthanol-carburant, Cenovus vend du carburant diesel, du propane et des lubrifiants de marque Mobil aux clients. Cenovus fournit des produits pétroliers raffinés à ses détaillants indépendants de marque aux termes d'ententes exclusives et fournit de l'aide financière et autre aux fins d'améliorations locatives, d'aide à la commercialisation et de services connexes.

Le 30 novembre 2021, Cenovus a annoncé des ententes visant la vente de 337 stations d'essence de notre réseau de vente au détail de carburant situées dans l'Ouest canadien et en Ontario pour un produit en espèces de 420 millions de dollars. Les ventes devraient se conclure vers la mi-2022. Cenovus conserve son entreprise de vente commerciale de carburants, qui comprend 167 emplacements à carte d'accès, usines de vrac et centres de services de voyage.

Le tableau qui suit présente le nombre de points de vente au détail sous les marques Husky et Esso par province au 31 décembre 2021 :

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Total
Points de vente au détail de pétrole sous la bannière Husky								
Points de vente au détail détenus	34	39	5	10	52	—	—	140
Loués	27	25	3	6	22	—	—	83
Distributeurs indépendants	42	44	12	3	13	—	—	114
Total	103	108	20	19	87	—	—	337
Points de vente au détail de pétrole sous la bannière Esso								
Points de vente au détail détenus	18	20	4	4	15	—	—	61
Loués	2	4	—	2	3	—	—	11
Distributeurs indépendants	34	24	4	6	33	6	1	108
Total	54	48	8	12	51	6	1	180
Cartes d'accès ¹⁾	49	48	9	11	43	6	1	167
Dépanneurs ¹⁾	74	74	11	18	90	—	—	267
Restaurants	55	55	14	8	38	5	1	176

1) Situés dans des points de vente au détail de pétrole sous une bannière.

Autres ententes d'approvisionnement

En 2021, la société a acheté environ 31,1 mille barils par jour de produits pétroliers raffinés, dont 26,6 mille barils par jour étaient achetés aux termes d'ententes conclues avec la Compagnie Pétrolière Impériale. La société a également acquis environ 7,0 mille barils par jour de produits pétroliers raffinés aux termes d'ententes d'échanges avec des raffineurs indépendants.

La société commercialise aussi des produits pétroliers raffinés directement auprès de divers marchés commerciaux, y compris des distributeurs indépendants, des compagnies ferroviaires nationales et d'importants clients commerciaux et industriels au Canada.

Le tableau qui suit présente les volumes de ventes quotidiens moyens de produits pétroliers raffinés légers pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 :

Volume de ventes quotidien moyen	(millions de litres/j)
Essence	2,6
Carburant diesel	4,2
Gaz de pétrole liquéfié	0,1
Total	6,9

CONCURRENCE

Une forte concurrence existe dans tous les aspects de l'industrie de l'énergie, y compris en ce qui a trait au 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 aux rubriques « Gestion des risques et facteurs de risque – Risque d'exploitation – Concurrence » et « Gestion des risques et facteurs de risque – Risque d'exploitation – Dirigeants et personnel » du rapport de gestion annuel de 2021 de la société, ces rubriques étant intégrées par renvoi dans la présente notice annuelle et pouvant être consultées sur SEDAR, sous le profil de la société, au sedar.com.

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Toutes les phases des activités liées au pétrole brut, au gaz naturel et au raffinage sont assujetties à la réglementation environnementale suivant un ensemble de lois et de règlements fédéraux, provinciaux, territoriaux, étatiques, municipaux, régionaux et locaux dans les territoires dans lesquels Cenovus exerce ses activités, ainsi que des conventions internationales. 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 – Risque lié à la réglementation en matière d'environnement » du rapport de gestion annuel de 2021 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle et pouvant être consultée sur SEDAR, sous le profil de la société, au sedar.com.

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 la santé, de l'éthique et de la loi et d'une manière responsable sur les plans environnemental, social et fiscal. L'engagement de Cenovus dans ces domaines se traduit par le code de conduite et d'éthique commerciales (le « Code »). Le Code doit être observé par les administrateurs, dirigeants, employés et entrepreneurs de la société. 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. Les personnes physiques assujetties au Code sont chargées de l'appliquer à leur propre conduite et à leur propre travail. Chaque employé, dirigeant et administrateur doit également étudier régulièrement le Code afin de confirmer qu'il comprend ses responsabilités individuelles et se conforme aux exigences du Code.

Le Code traite du discernement et de la gestion des situations éthiques et encadre la prise de décisions commerciales éthiques ainsi que la communication de violations du Code. Le Code présente un message du président et chef de la direction en plus de traiter d'un certain nombre de questions, notamment : les valeurs et la réputation de Cenovus; les comportements intègres; et le respect des lois et règlements.

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. Nos administrateurs, dirigeants, employés et entrepreneurs doivent régulièrement suivre une formation sur les politiques pour passer en revue notre 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, 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 2021 :

Employés ETP

En amont	2 633
En aval	1 529
Entreprise	1 776
Total	5 938

Cenovus retient également les services d'entrepreneurs et de fournisseurs de services. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion annuel de 2021 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle et pouvant être consultée sur SEDAR sous le profil de la société, au sedar.com, pour obtenir de plus amples renseignements sur les risques liés aux employés et autres effectifs pouvant avoir une incidence sur Cenovus.

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 2021 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle et pouvant être consultée sur SEDAR sous le profil de la société, au sedar.com.

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 2021, les réserves de la société étaient situées au Canada (en Alberta, en Colombie-Britannique, en Saskatchewan et à Terre-Neuve-et-Labrador), 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, et GLJ a évalué environ 6 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 concernant la communication d'information relative aux activités pétrolières et gazières et les procédures suivies pour fournir l'information voulue aux ERQI. 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 d'administration (le « conseil ») de Cenovus 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. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion annuel de 2021 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle et pouvant être consultée sur SEDAR sous le profil de la société, au sedar.com, pour obtenir de plus amples renseignements.

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 7 février 2022, avec prise d'effet le 31 décembre 2021. McDaniel a préparé les renseignements en date du 18 janvier 2022 et GLJ a préparé les renseignements en date du 6 janvier 2022.

DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES

Les données relatives aux réserves présentées résument 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 les valeurs actualisées nettes (« 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 de la participation de la société dans les réserves de pétrole et de gaz au 31 décembre 2021

(Prix et coûts prévisionnels)

	Bitume ³⁾ (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ⁴⁾ (Gpi ³⁾)	Total (Mbep)
Avant redevances¹⁾²⁾					
Canada					
Prouvées					
Développées exploitées	982	21	57	1 308	1 277
Développées inexploitées	101	1	3	38	111
Non développées	4 490	23	9	269	4 568
Prouvées totales	5 573	45	69	1 615	5 956
Probables	1 850	152	34	814	2 172
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	7 423	197	103	2 429	8 128
Chine					
Prouvées					
Développées exploitées	—	—	17	403	84
Développées inexploitées	—	—	—	—	—
Non développées	—	—	—	—	—
Prouvées totales	—	—	17	403	84
Probables	—	—	3	74	16
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	—	—	20	477	100
Indonésie					
Prouvées					
Développées exploitées	—	—	3	114	23
Développées inexploitées	—	—	—	—	—
Non développées	—	—	—	87	14
Prouvées totales	—	—	3	201	37
Probables	—	—	2	71	13
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	—	—	5	272	50
Total de la société					
Prouvées					
Développées exploitées	982	21	77	1 825	1 384
Développées inexploitées	101	1	3	38	111
Non développées	4 490	23	9	356	4 582
Prouvées totales	5 573	45	89	2 219	6 077
Probables	1 850	152	39	959	2 201
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	7 423	197	128	3 178	8 278

1) Les volumes avant redevances excluent les réserves attribuables aux droits de redevance.

2) Comprend les réserves associées aux actifs de Tucker vendus le 31 janvier 2022, représentant des réserves avant redevances de 123 millions de barils et de 145 millions de barils de réserves prouvées totales et de la somme des réserves prouvées et des réserves probables totales, respectivement.

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

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

Après redevances ¹⁾	Bitume ²⁾ (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ³⁾ (Gpi ³)	Total (Mbeq)
Canada					
Prouvées					
Développées exploitées	759	18	46	1 208	1 024
Développées inexploitées	76	1	2	35	85
Non développées	3 448	21	8	253	3 520
Prouvées totales	4 283	40	56	1 496	4 629
Probables	1 354	135	29	753	1 643
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	5 637	175	85	2 249	6 272
Chine					
Prouvées					
Développées exploitées	—	—	16	382	80
Développées inexploitées	—	—	—	—	—
Non développées	—	—	—	—	—
Prouvées totales	—	—	16	382	80
Probables	—	—	3	71	15
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	—	—	19	453	95
Indonésie					
Prouvées					
Développées exploitées	—	—	2	79	15
Développées inexploitées	—	—	—	—	—
Non développées	—	—	—	70	12
Prouvées totales	—	—	2	149	27
Probables	—	—	1	39	7
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	—	—	3	188	34
Total de la société					
Prouvées					
Développées exploitées	759	18	64	1 669	1 119
Développées inexploitées	76	1	2	35	85
Non développées	3 448	21	8	323	3 532
Prouvées totales	4 283	40	74	2 027	4 736
Probables	1 354	135	33	863	1 665
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	5 637	175	107	2 890	6 401

1) Les volumes après redevances excluent 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 gaz naturel classique prouvées et probables totales.

Sommaire de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs au 31 décembre 2021

(Prix et coûts prévisionnels)

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	21 637	22 669	20 566	18 542	16 861	20,08
Développées inexploitées	2 942	2 169	1 665	1 320	1 075	19,64
Non développées	129 139	51 231	25 357	14 631	9 337	7,20
Prouvées totales	153 718	76 069	47 588	34 493	27 273	10,28
Probables	80 650	22 521	10 415	6 497	4 637	6,34
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	234 368	98 590	58 003	40 990	31 910	9,25
Chine						
Prouvées						
Développées exploitées	4 105	3 491	3 036	2 689	2 418	38,02
Développées inexploitées	—	—	—	—	—	—
Non développées	—	—	—	—	—	—
Prouvées totales	4 105	3 491	3 036	2 689	2 418	38,02
Probables	730	558	446	369	313	30,46
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	4 835	4 049	3 482	3 058	2 731	36,85
Indonésie						
Prouvées						
Développées exploitées	297	249	212	184	163	13,76
Développées inexploitées	—	—	—	—	—	—
Non développées	241	191	154	126	103	13,29
Prouvées totales	538	440	366	310	266	13,56
Probables	264	189	139	104	79	18,62
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	802	629	505	414	345	14,65
Total de la société						
Prouvées						
Développées exploitées	26 039	26 409	23 814	21 415	19 442	21,28
Développées inexploitées	2 942	2 169	1 665	1 320	1 075	19,64
Non développées	129 380	51 422	25 511	14 757	9 440	7,22
Prouvées totales	158 361	80 000	50 990	37 492	29 957	10,77
Probables	81 644	23 268	11 000	6 970	5 029	6,60
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	240 005	103 268	61 990	44 462	34 986	9,68

1) Les valeurs unitaires ont été calculées en utilisant participation de la société après redevances dans les réserves.

Après charges d'impôts ¹⁾ (en millions de \$)	Au taux d'actualisation par année				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
Canada					
Prouvées					
Développées exploitées	17 599	19 214	17 531	15 828	14 402
Développées inexploitées	2 292	1 676	1 280	1 010	820
Non développées	<u>98 903</u>	<u>38 723</u>	<u>18 896</u>	<u>10 742</u>	<u>6 743</u>
Prouvées totales	<u>118 794</u>	<u>59 613</u>	<u>37 707</u>	<u>27 580</u>	<u>21 965</u>
Probables	<u>61 843</u>	<u>17 071</u>	<u>7 872</u>	<u>4 923</u>	<u>3 531</u>
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	<u>180 637</u>	<u>76 684</u>	<u>45 579</u>	<u>32 503</u>	<u>25 496</u>
Chine					
Prouvées					
Développées exploitées	3 097	2 639	2 299	2 036	1 829
Développées inexploitées	—	—	—	—	—
Non développées	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>
Prouvées totales	<u>3 097</u>	<u>2 639</u>	<u>2 299</u>	<u>2 036</u>	<u>1 829</u>
Probables	<u>528</u>	<u>436</u>	<u>325</u>	<u>254</u>	<u>204</u>
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	<u>3 625</u>	<u>3 075</u>	<u>2 624</u>	<u>2 290</u>	<u>2 033</u>
Indonésie					
Prouvées					
Développées exploitées	184	156	134	119	107
Développées inexploitées	—	—	—	—	—
Non développées	<u>186</u>	<u>150</u>	<u>122</u>	<u>101</u>	<u>85</u>
Prouvées totales	<u>370</u>	<u>306</u>	<u>256</u>	<u>220</u>	<u>192</u>
Probables	<u>159</u>	<u>82</u>	<u>82</u>	<u>75</u>	<u>70</u>
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	<u>529</u>	<u>388</u>	<u>338</u>	<u>295</u>	<u>262</u>
Total de la société					
Développées exploitées	20 880	22 009	19 964	17 983	16 338
Développées inexploitées	2 292	1 676	1 280	1 010	820
Non développées	<u>99 089</u>	<u>38 873</u>	<u>19 018</u>	<u>10 843</u>	<u>6 828</u>
Prouvées totales	<u>122 261</u>	<u>62 558</u>	<u>40 262</u>	<u>29 836</u>	<u>23 986</u>
Probables	<u>62 530</u>	<u>17 589</u>	<u>8 279</u>	<u>5 252</u>	<u>3 805</u>
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	<u>184 791</u>	<u>80 147</u>	<u>48 541</u>	<u>35 088</u>	<u>27 791</u>

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 au niveau de l'entreprise de l'entité, qui peut être très différente. Pour obtenir de l'information au niveau de l'entreprise de l'entité, se reporter aux états financiers consolidés et au rapport de gestion de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Produits des activités ordinaires nets futurs totaux (non actualisés) au 31 décembre 2021

(Prix et coûts prévisionnels)

(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	393 984	91 666	94 541	42 728	11 331	153 718	34 924	118 794
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	587 774	140 493	134 816	65 137	12 960	234 368	53 731	180 637
Chine								
Prouvées totales	5 755	294	1 234	—	122	4 105	1 008	3 097
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	6 799	348	1 494	—	122	4 835	1 210	3 625
Indonésie								
Prouvées totales	2 205	597	990	41	39	538	168	370
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	3 052	977	1 143	88	42	802	273	529
Total de la société								
Prouvées totales	401 944	92 557	96 765	42 769	11 492	158 361	36 100	122 261
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	597 625	141 818	137 453	65 225	13 124	240 005	55 214	184 791

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.

Produits des activités ordinaires nets futurs par type de produit au 31 décembre 2021

(Prix et coûts prévisionnels)

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⁾	46 151	10,77
	Pétrole léger et moyen ³⁾	358	3,72
	Gaz naturel classique ⁴⁾	4 481	12,58
	Total	50 990	10,77
Somme des réserves prouvées et des réserves probables totales	Bitume ²⁾	53 765	9,54
	Pétrole léger et moyen ³⁾	2 318	9,22
	Gaz naturel classique ⁴⁾	5 907	11,52
	Total	61 990	9,68

1) Les valeurs unitaires ont été calculées en utilisant la participation de la société après redevances dans les réserves.

2) Comprend du pétrole lourd brut non substantiel.

3) Comprend du gaz dissous et autres sous-produits.

4) Comprend du gaz de schiste et d'autres sous-produits, mais exclut le gaz dissous.

Notes supplémentaires aux tableaux des données relatives aux réserves

- 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

Après redevances désigne les volumes après déduction des redevances et incluent les réserves attribuables aux droits de redevance.

Avant redevances désigne les volumes avant déduction des redevances et excluent les réserves attribuables aux droits de redevance.

Participation de la société désigne, en ce qui concerne la production, les réserves, les ressources et les terrains, les participations (exploitées ou inexploitées) que Cenovus détient.

Brut désigne : a) en ce qui concerne les puits, le nombre total de puits dans lesquels Cenovus détient une participation; et b) en ce qui concerne les terrains, la superficie totale des terrains dans lesquels Cenovus détient une participation.

Net désigne : a) en ce qui concerne les puits, le nombre de puits obtenu en regroupant les participations directes de Cenovus dans chacun de ses puits bruts; et b) en ce qui concerne ses intérêts dans un terrain, la superficie totale à l'égard de laquelle elle a des droits, multipliée par sa participation directe.

Indice de durée de vie des réserves prouvées et probables désigne la participation de la société avant redevances de la somme des réserves prouvées et probables totales divisée par la production attribuable à la participation de la société avant redevances.

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 (la « prévision moyenne des ERQI ») de McDaniel, GLJ et Sproule Associates Limited et servent à estimer les produits des activités ordinaires nets futurs associés aux réserves communiquées aux présentes. La prévision moyenne des ERQI est datée du 1^{er} janvier 2022. 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 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 2021, 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					Gaz naturel			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 C5+ (\$ CA/b)	Brent (\$ US/b)	AECO (\$ CA/MBTU)	Chine ¹⁾ (\$ US/kpi ³)	Indonésie ¹⁾ (\$ US/kpi ³)		
2022	72,83	86,82	74,43	91,85	75,33	3,56	9,32	7,29	0,0	0,7967
2023	68,78	80,73	69,17	85,53	71,46	3,20	9,08	7,33	2,3	0,7967
2024	66,76	78,01	66,54	82,98	69,62	3,05	9,02	7,44	2,0	0,7967
2025	68,09	79,57	67,87	84,63	71,01	3,10	9,08	7,50	2,0	0,7967
2026	69,45	81,16	69,23	86,33	72,44	3,17	9,09	7,55	2,0	0,7967
2027	70,84	82,78	70,61	88,05	73,88	3,23	8,99	7,68	2,0	0,7967
2028	72,26	84,44	72,02	89,82	75,36	3,30	8,60	7,82	2,0	0,7967
2029	73,70	86,13	73,46	91,61	76,87	3,36	8,53	7,93	2,0	0,7967
2030	75,18	87,85	74,69	93,44	78,40	3,43	8,18	8,08	2,0	0,7967
2031	76,68	89,60	76,19	95,32	79,97	3,50	7,79	8,25	2,0	0,7967
2032	78,21	91,40	77,71	97,22	81,57	3,57	7,79	8,42	2,0	0,7967
2033+	+2,0 %/année	+2,0 %/année	+2,0 %/année	+2,0 %/année	+2,0 %/année	+2,0 %/année			2,0	0,7967

1) 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)	2022	2023	2024	2025	2026	Reste	Total
Canada							
Prouvées totales	1 334	1 649	1 254	1 097	1 056	36 338	42 728
Somme des réserves prouvées et probables totales	1 530	2 133	2 138	1 691	1 305	56 340	65 137
Chine							
Prouvées totales	—	—	—	—	—	—	—
Somme des réserves prouvées et probables totales	—	—	—	—	—	—	—
Indonésie							
Prouvées totales	41	—	—	—	—	—	41
Somme des réserves prouvées et probables totales	76	12	—	—	—	—	88
Total de la société							
Prouvées totales	1 375	1 649	1 254	1 097	1 056	36 338	42 769
Somme des réserves prouvées et probables totales	1 606	2 145	2 138	1 691	1 305	56 340	65 225

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

Les tableaux qui suivent présentent la variation, présentée en fonction des prix et des coûts prévisionnels, de la quote-part de la participation directe de la société dans les réserves avant la déduction des redevances et exclusion faite des droits de redevance de la société :

Prouvées totales	Bitume¹⁾ (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique²⁾ (Gpi ³⁾)	Total (Mbep)
Canada					
Au 31 décembre 2020	4 812	7	50	965	5 030
Extensions et récupération améliorée	15	11	5	122	51
Découvertes	—	—	—	—	—
Révisions techniques	25	1	—	76	39
Facteurs économiques	—	1	2	69	15
Acquisitions	933	35	28	674	1 108
Sorties d'actifs	—	(2)	(7)	(66)	(20)
Production ³⁾	(212)	(8)	(9)	(225)	(267)
Au 31 décembre 2021	5 573	45	69	1 615	5 956
Chine					
Au 31 décembre 2020	—	—	—	—	—
Extensions et récupération améliorée	—	—	—	—	—
Découvertes	—	—	—	—	—
Révisions techniques	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	—	—	—	—	—
Acquisitions	—	—	21	492	103
Sorties d'actifs	—	—	—	—	—
Production ³⁾	—	—	(4)	(89)	(19)
Au 31 décembre 2021	—	—	17	403	84
Indonésie					
Au 31 décembre 2020	—	—	—	—	—
Extensions et récupération améliorée	—	—	—	—	—
Découvertes	—	—	—	—	—
Révisions techniques	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	—	—	—	—	—
Acquisitions	—	—	4	216	40
Sorties d'actifs	—	—	—	—	—
Production ³⁾	—	—	(1)	(15)	(3)
Au 31 décembre 2021	—	—	3	201	37
Total de la société					
Au 31 décembre 2020	4 812	7	50	965	5 030
Extensions et récupération améliorée	15	11	5	122	51
Découvertes	—	—	—	—	—
Révisions techniques	25	1	—	76	39
Facteurs économiques	—	1	2	69	15
Acquisitions	933	35	53	1 382	1 251
Sorties d'actifs	—	(2)	(7)	(66)	(20)
Production ³⁾	(212)	(8)	(14)	(329)	(289)
Au 31 décembre 2021	5 573	45	89	2 219	6 077

Probables	Bitume ¹⁾ (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ²⁾ (Gpi ³⁾)	Total (Mbep)
Canada					
Au 31 décembre 2020	1 520	6	31	601	1 656
Extensions et récupération améliorée	3	(2)	1	32	8
Découvertes	—	—	—	—	—
Révisions techniques	(7)	(1)	(2)	(36)	(16)
Facteurs économiques	—	—	1	10	2
Acquisitions	334	150	6	235	530
Sorties d'actifs	—	(1)	(3)	(28)	(8)
Production ³⁾	—	—	—	—	—
Au 31 décembre 2021	1 850	152	34	814	2 172
Chine					
Au 31 décembre 2020	—	—	—	—	—
Extensions et récupération améliorée	—	—	—	—	—
Découvertes	—	—	—	—	—
Révisions techniques	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	—	—	—	—	—
Acquisitions	—	—	3	74	16
Sorties d'actifs	—	—	—	—	—
Production ³⁾	—	—	—	—	—
Au 31 décembre 2021	—	—	3	74	16
Indonésie					
Au 31 décembre 2020	—	—	—	—	—
Extensions et récupération améliorée	—	—	—	—	—
Découvertes	—	—	—	15	3
Révisions techniques	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	—	—	—	—	—
Acquisitions	—	—	2	56	10
Sorties d'actifs	—	—	—	—	—
Production ³⁾	—	—	—	—	—
Au 31 décembre 2021	—	—	2	71	13
Total de la société					
Au 31 décembre 2020	1 520	6	31	601	1 656
Extensions et récupération améliorée	3	(2)	1	32	8
Découvertes	—	—	—	15	3
Révisions techniques	(7)	(1)	(2)	(36)	(16)
Facteurs économiques	—	—	1	10	2
Acquisitions	334	150	11	365	556
Sorties d'actifs	—	(1)	(3)	(28)	(8)
Production ³⁾	—	—	—	—	—
Au 31 décembre 2021	1 850	152	39	959	2 201

	Bitume ¹⁾ (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ²⁾ (Gpi ³⁾)	Total (Mbep)
Prouvées et probables totales					
Canada					
Au 31 décembre 2020	6 332	13	81	1 566	6 686
Extensions et récupération améliorée	18	9	6	154	59
Découvertes	—	—	—	—	—
Révisions techniques	18	—	(2)	40	23
Facteurs économiques	—	1	3	79	17
Acquisitions	1 267	185	34	909	1 638
Sorties d'actifs	—	(3)	(10)	(94)	(28)
Production ³⁾	(212)	(8)	(9)	(225)	(267)
Au 31 décembre 2021	7 423	197	103	2 429	8 128
Chine					
Au 31 décembre 2020	—	—	—	—	—
Extensions et récupération améliorée	—	—	—	—	—
Découvertes	—	—	—	—	—
Révisions techniques	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	—	—	—	—	—
Acquisitions	—	—	24	566	119
Sorties d'actifs	—	—	—	—	—
Production ³⁾	—	—	(4)	(89)	(19)
Au 31 décembre 2021	—	—	20	477	100
Indonésie					
Au 31 décembre 2020	—	—	—	—	—
Extensions et récupération améliorée	—	—	—	—	—
Découvertes	—	—	—	15	3
Révisions techniques	—	—	—	—	—
Facteurs économiques	—	—	—	—	—
Acquisitions	—	—	6	272	50
Sorties d'actifs	—	—	—	—	—
Production ³⁾	—	—	(1)	(15)	(3)
Au 31 décembre 2021	—	—	5	272	50
Total de la société					
Au 31 décembre 2020	6 332	13	81	1 566	6 686
Extensions et récupération améliorée	18	9	6	154	59
Découvertes	—	—	—	15	3
Révisions techniques	18	—	(2)	40	23
Facteurs économiques	—	1	3	79	17
Acquisitions	1 267	185	64	1 747	1 807
Sorties d'actifs	—	(3)	(10)	(94)	(28)
Production ³⁾	(212)	(8)	(14)	(329)	(289)
Au 31 décembre 2021	7 423	197	128	3 178	8 278

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 attribuable à la participation de la société avant redevances 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.

Les nouveautés en 2021 par rapport à 2020 comprennent ce qui suit :

- Les réserves prouvées totales ainsi que les réserves prouvées et probables totales de bitume ont augmenté de 761 millions de barils et de 1,1 milliard de barils, respectivement, en raison des ajouts liés à l'arrangement, de la performance accrue au site de Christina Lake et de l'obtention de l'approbation des organismes de réglementation relativement à nos actifs de production thermique de Lloydminster, contrebalancés partiellement par la production de l'exercice.

- Les réserves prouvées totales ainsi que les réserves prouvées et probables totales de pétrole léger et moyen ont augmenté de 38 millions de barils et de 184 millions de barils, respectivement, en raison des ajouts liés à l'arrangement, des mises à jour du plan de développement du secteur Classique, de la restructuration du site Terra Nova et de facteurs économiques découlant de la hausse des prix des produits. Les hausses ont été contrebalancées partiellement par des ventes d'actifs dans le secteur Classique et par la production de l'exercice.
- Les réserves prouvées totales ainsi que les réserves prouvées et probables totales de LGN ont augmenté de 39 millions de barils et de 47 millions de barils, respectivement, en raison des ajouts liés à l'arrangement, des mises à jour du plan de développement du secteur Classique et de facteurs économiques découlant de la hausse des prix des produits. Les hausses ont été contrebalancées partiellement par des ventes d'actifs dans le secteur Classique et par la production de l'exercice.
- Les réserves prouvées totales et les réserves prouvées et probables totales de gaz naturel classique ont augmenté de 1,3 billion de pieds cubes et de 1,6 billion de pieds cubes, respectivement, en raison des ajouts liés à l'arrangement, des mises à jour du plan de développement du secteur Classique, de l'approbation du champ MAC en Indonésie et de facteurs économiques découlant de l'amélioration des prix des produits. Les hausses ont été contrebalancées partiellement par des ventes d'actifs dans le secteur Classique 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 »). En règle générale, 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 groupes de types de produits présentés plus haut : plus particulièrement, le bitume comprend le pétrole brut lourd et le gaz naturel classique comprend le gaz de schiste, qui, dans chaque cas, ne sont pas substantiels.

Prouvées non développées – Participation de la société avant redevances

	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
2019	37	3 827	—	1	2	10	30	208	43	3 873
2020	99	3 848	—	—	1	9	16	157	103	3 884
2021	694	4 490	23	23	5	9	278	356	768	4 582

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 – Participation de la société avant redevances

	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
2019	7	1 474	3	5	5	21	87	433	29	1 571
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

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

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

DÉVELOPPEMENT DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES NON DÉVELOPPÉES

Bitume

Au 31 décembre 2021, Cenovus avait des réserves prouvées non développées de bitume de 4 490 millions de barils avant redevances, soit environ 81 pour cent du total des réserves prouvées totales de bitume de la société. De ses 1 850 millions de barils de réserves probables de bitume, 1 692 millions de barils, ou environ 91 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, de Sunrise et de Tucker 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 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. Le développement des réserves prouvées et probables non développées de Narrows Lake et les dépenses d'investissement s'y rapportant se poursuivent, la mise en production étant actuellement prévue d'ici 2025. La production par DGMV prévue des réserves prouvées ainsi que des réserves prouvées et probables de bitume de Cenovus s'étend sur environ 46 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 20 ans.

Pétrole léger et moyen, LGN et gaz naturel classique

Les réserves prouvées non développées et les réserves prouvées et probables non développées 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 et des réserves prouvées et probables totales 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 dix 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 non développées et les réserves prouvées et probables non développées de pétrole léger et moyen, de LGN et de gaz naturel classique du secteur Activités extracôtières de Cenovus représentent environ un pour cent et deux pour cent des réserves prouvées totales et des réserves prouvées et probables totales, respectivement, 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, sous réserve de la décision de redémarrer le projet à la mi-2022.

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 2021 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle et pouvant être consultée sur SEDAR, sous le profil de la société, au sedar.com.

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 2021 :

Puits exploités

	Pétrole brut		Gaz naturel		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Canada						
Sables bitumineux ¹⁾	3 350	3 194	612	480	3 962	3 674
Classique ²⁾	667	492	4 182	3 116	4 849	3 608
Activités extracôtières – Atlantique ³⁾	37	20	—	—	37	20
	4 054	3 706	4 794	3 596	8 848	7 302
International						
Activités extracôtières – Chine	—	—	17	10	17	10
Activités extracôtières – Indonésie	—	—	4	2	4	2
	—	—	21	12	21	12
Total	4 054	3 706	4 815	3 608	8 869	7 314

1) Comprend 2 105 puits exploités bruts (1 863 puits exploités nets) situés en Alberta et 1 857 puits exploités bruts (1 811 puits exploités nets) situés en Saskatchewan.

2) Comprend 4 331 puits exploités bruts (3 164 puits exploités nets) situés en Alberta et 518 puits exploités bruts (444 puits exploités nets) situés en Colombie-Britannique.

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

Puits inexploités¹⁾

	Pétrole brut		Gaz naturel		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Canada						
Sables bitumineux ²⁾	4 515	4 300	821	690	5 336	4 990
Classique ³⁾	498	371	1 020	744	1 518	1 115
Activités extracôtières – Atlantique ⁴⁾	5	4	—	—	5	4
	5 018	4 675	1 841	1 434	6 859	6 109
International						
Activités extracôtières – Chine	—	—	—	—	—	—
Activités extracôtières – Indonésie	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—
Total	5 018	4 675	1 841	1 434	6 859	6 109

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) Comprend 2 065 puits inexploités bruts (1 842 puits inexploités nets) situés en Alberta et 3 271 puits inexploités bruts (3 148 puits inexploités nets) situés en Saskatchewan.

3) Comprend 1 423 puits inexploités bruts (1 050 puits inexploités nets) situés en Alberta; 94 puits inexploités bruts (64 puits inexploités nets) situés en Colombie-Britannique; et 1 puits inexploité brut (1 puits inexploité net) situé en Saskatchewan.

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

Au 31 décembre 2021, Cenovus ne comptait aucun terrain important ayant des réserves attribuées qui sont en mesure de produire, mais qui ne sont pas en production.

Activités d'exploration et de développement

Le tableau suivant résume les participations brutes et nettes de Cenovus dans les puits forés en 2021 :

	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	264	262	10	7	—	—	1	1	—	—	275	270
Gaz naturel	—	—	23	20	—	—	—	—	—	—	23	20
Secs et abandonnés	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	264	262	33	27	—	—	1	1	—	—	298	290

1) Aucun puits d'exploration brut (aucun puits net) n'a été foré dans le secteur Sables bitumineux en 2021. Aucun puits d'exploration n'a été foré dans le secteur Classique ni dans les secteurs Activités extracôtières – Atlantique et Indonésie en 2021. Un puits d'exploration brut (un puits net) a été foré en Chine en 2021.

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

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, 90 puits d'exploration stratigraphiques bruts (88,3 puits nets) et 99 puits d'observation bruts (99,0 puits nets) ont été forés 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 2021, cinq puits de service ont été forés dans les secteurs Sables bitumineux, Classique et 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 2021, 75 paires de puits de DGMV brutes ont été forées (75,0 paires de puits nettes).

Pour tous les types de puits, sauf les puits d'exploration stratigraphiques, le calcul du nombre de puits se fonde sur le nombre d'emplacements en surface. Dans le cas des puits d'exploration stratigraphiques, 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 commencé à forer un puits de développement dans la zone du détroit de Madura en 2021 et le puits a été complété en janvier 2022.

Terrains sans réserves attribuées

Le tableau suivant résume la superficie non développée de Cenovus au 31 décembre 2021 :

(en milliers d'acres)	Brut	Net
Canada	11 363	8 498
Chine et Taïwan	2 188	1 704
Indonésie	613	245
Total	14 164	10 447

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 169 453 acres nettes au Canada qui pourraient expirer le 31 décembre 2022 et qui concernent exclusivement des terrains appartenant à la Couronne et des terrains détenus en propriété franche. Aucun 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 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 raison d'une participation de 50 pour cent. La période sismique tridimensionnelle expire le 17 décembre 2022.

La société a des engagements au large de la Chine s'élevant à environ 12,9 millions de dollars américains et 14,5 millions de dollars américains qui doivent être complétés d'ici le 30 avril 2022. La société a des engagements totalisant environ 117 millions de dollars relativement à des activités d'exploration devant être complétées dans la région de l'Atlantique entre 2023 et 2025. Si la société ne respecte pas ses engagements en conformité avec les échéanciers des licences et des permis, elle doit renoncer à ses dépôts de garantie représentant 30 pour cent des engagements non respectés.

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 6,0 milliards de dollars (environ 1,7 milliard de dollars, avec un taux d'actualisation de 10 pour cent) au 31 décembre 2021; elle prévoit payer 1,0 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 2021, 186 millions 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 11,5 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.

Horizon fiscal

Conformément aux directives pour 2022 publiées le 7 décembre 2021, la société s'attend à payer de l'impôt sur le résultat en trésorerie d'environ 650 millions de dollars à 850 millions de dollars en 2022. 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	2021
Acquisitions				
Non prouvées	—	—	—	—
Prouvées	7	—	—	7
Acquisitions totales	7	—	—	7
Frais d'exploration	39	16	—	55
Frais de développement	1 356	5	—	1 361
Frais totaux engagés	1 402	21	—	1 423

(en millions de dollars)	Canada	Chine	Indonésie	2020
Acquisitions				
Non prouvées	12	—	—	12
Prouvées	6	—	—	6
Acquisitions totales	18	—	—	18
Frais d'exploration	46	—	—	46
Frais de développement	459	—	—	459
Frais totaux engagés	523	—	—	523

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. 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 2021.

Estimations de la production

Le tableau qui suit résume la production estimative en 2022 des réserves dans lesquelles la société a une participation, avant redevances, à l'égard de tous les terrains détenus au 31 décembre 2021, 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.

Production estimative en 2022 (Coûts et prix prévisionnels)	Prouvées totales	Prouvées et probables totales
Canada		
Bitume (kb/j) ¹⁾²⁾	569,0	593,6
Pétrole léger et moyen (kb/j)	19,7	22,8
LGN (kb/j)	24,0	26,3
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j) ³⁾	556,4	621,5
Total (bep/j)	705,4	746,1
Chine		
Bitume (kb/j)	—	—
Pétrole léger et moyen (kb/j)	—	—
LGN (kb/j)	9,1	9,8
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	202,0	216,2
Total (bep/j)	42,8	45,9
Indonésie⁴⁾		
Bitume (kb/j)	—	—
Pétrole léger et moyen (kb/j)	—	—
LGN (kb/j)	2,1	2,4
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	51,6	57,4
Total (bep/j)	10,7	12,0
Total de la société		
Bitume (kb/j) ¹⁾	569,0	593,6
Pétrole léger et moyen (kb/j)	19,7	22,8
LGN (kb/j)	35,2	38,5
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j) ³⁾	810,0	895,1
Total (bep/j)	758,9	804,0

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

2) Comprend la production de Foster Creek de 170,5 mille barils par jour pour les réserves prouvées totales et de 174,0 mille barils par jour pour les réserves prouvées et probables totales, ainsi que la production de Christina Lake de 247,2 mille barils par jour pour les réserves prouvées totales et de 255,6 mille barils par jour pour les réserves prouvées et probables totales.

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

4) Les volumes de production estimative reflètent la participation de 40 pour cent de Cenovus dans le projet gazier Madura-BD.

Historique de la production et résultats par élément

Historique de la production en 2021	2021	T4	T3	T2	T1
Canada					
Bitume (kb/j)	561,3	606,0	576,5	528,6	532,9
Pétrole brut lourd ¹⁾ (kb/j)	20,2	18,9	20,5	20,8	20,5
Pétrole léger et moyen ¹⁾ (kb/j)	22,5	17,8	22,6	24,4	25,6
LGN (kb/j)	25,6	22,5	22,8	29,0	28,2
Gaz naturel classique ¹⁾ (Mpi ³ /j)	610,2	586,7	615,1	631,5	607,5
Total (kbep/j)	731,3	763,0	744,9	708,1	708,5
Chine					
LGN (kb/j)	10,0	10,4	9,9	9,6	10,2
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	244,1	254,2	239,3	236,1	246,8
Total (kbep/j)	50,7	52,8	49,8	49,0	51,3
Indonésie³⁾					
LGN (kb/j)	2,7	2,7	2,8	2,5	2,7
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	41,2	42,6	43,5	38,0	40,6
Total (kbep/j)	9,6	9,8	10,1	8,8	9,5
Total de la société					
Bitume (kb/j)	561,3	606,0	576,5	528,6	532,9
Pétrole brut lourd ¹⁾ (kb/j)	20,2	18,9	20,5	20,8	20,5
Pétrole léger et moyen ¹⁾ (kb/j)	22,5	17,8	22,6	24,4	25,6
LGN (kb/j)	38,3	35,6	35,5	41,1	41,1
Gaz naturel classique ²⁾ (Mpi ³ /j)	895,5	883,5	897,9	905,6	894,9
Total (kbep/j)	791,5	825,3	804,8	765,9	769,3

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 lourd.

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

3) Les volumes de production déclarés reflètent la participation de 40 pour cent de Cenovus dans le projet gazier Madura-BD.

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 sur une base unitaire. Notre calcul des rentrées nettes est conforme à la définition figurant dans le manuel COGE. Les rentrées nettes reflètent notre marge calculée par bep. 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, divisée 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. 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 bitume et au pétrole brut lourd 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 2021 de la société, laquelle rubrique est intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle et peut être consultée sur SEDAR, sous le profil de la société, au sedar.com

Canada ¹⁾²⁾	2021	T4	T3	T2	T1
Bitume (\$/b)					
Prix de vente	62,82	68,93	67,06	61,31	52,76
Redevances	10,59	13,46	12,12	9,74	6,51
Transport et fluidification	7,36	6,88	7,21	7,28	8,14
Charges d'exploitation	10,70	10,94	10,10	11,18	10,63
Rentrées nettes	34,17	37,65	37,63	33,11	27,48
Pétrole brut lourd³⁾ (\$/b)					
Prix de vente	66,34	74,80	71,30	61,30	58,50
Redevances	5,38	7,26	4,55	5,61	4,23
Transport et fluidification	4,29	3,58	4,27	2,60	6,71
Charges d'exploitation	32,12	34,55	32,03	30,40	31,69
Rentrées nettes	24,55	29,41	30,45	22,69	15,87
Pétrole brut léger (\$/b)					
Prix de vente	85,35	99,84	90,70	79,23	74,12
Redevances	8,09	8,48	10,24	8,16	6,17
Transport et fluidification	2,56	3,21	3,02	1,81	2,42
Charges d'exploitation	22,15	26,09	20,21	20,36	21,58
Rentrées nettes	52,55	62,06	57,23	48,90	43,95
Gaz naturel classique⁴⁾ (\$/kpi³)					
Prix de vente	4,06	5,25	3,84	3,01	4,21
Redevances	0,20	0,33	0,23	0,16	0,07
Transport et fluidification	0,20	0,18	0,21	0,19	0,20
Charges d'exploitation	1,81	1,89	1,70	1,78	1,87
Rentrées nettes	1,85	2,85	1,70	0,88	2,07
LGN (\$/b)					
Prix de vente	42,93	53,98	47,37	35,48	38,02
Redevances	7,79	9,71	8,06	7,76	6,01
Transport et fluidification	2,71	2,85	3,08	2,76	2,25
Charges d'exploitation	10,89	10,81	12,56	9,97	10,53
Rentrées nettes	21,54	30,61	23,67	14,99	19,23
Total du Canada (\$/bep)					
Prix de vente	62,22	69,42	65,94	59,29	53,31
Redevances	10,16	13,09	11,58	9,29	6,32
Transport et fluidification	6,93	6,59	6,88	6,65	7,61
Charges d'exploitation	10,20	9,68	9,54	11,01	10,66
Rentrées nettes	34,93	40,06	37,94	32,34	28,72

Chine¹⁾	2021	T4	T3	T2	T1
Gaz naturel classique (\$/kpi³)					
Prix de vente	11,90	12,39	12,01	11,51	11,67
Redevances	0,70	0,85	0,73	0,61	0,61
Transport et fluidification	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	0,85	0,80	0,98	0,83	0,78
Rentrées nettes	10,35	10,74	10,30	10,07	10,28
LGN (\$/b)					
Prix de vente	76,51	90,71	78,32	69,02	67,15
Redevances	4,38	5,30	4,46	3,92	3,79
Transport et fluidification	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	5,18	5,19	5,86	4,96	4,71
Rentrées nettes	66,95	80,22	68,00	60,14	58,65
Total de la Chine (\$/bep)					
Prix de vente	72,44	77,57	73,32	69,04	69,44
Redevances	4,25	5,15	4,39	3,71	3,70
Transport et fluidification	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	5,10	4,88	5,87	4,96	4,71
Rentrées nettes	63,09	67,54	63,06	60,37	61,03
Indonésie¹⁾	2021	T4	T3	T2	T1
Gaz naturel classique (\$/kpi³)					
Prix de vente	8,96	9,16	9,05	8,70	8,89
Redevances	1,45	2,95	1,12	0,49	1,12
Transport et fluidification	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	1,59	2,01	1,60	1,48	1,25
Rentrées nettes	5,92	4,20	6,33	6,73	6,52
LGN (\$/b)					
Prix de vente	92,36	108,68	94,39	86,14	79,28
Redevances	30,99	68,21	28,63	13,05	12,17
Transport et fluidification	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	9,55	12,23	9,49	8,87	7,51
Rentrées nettes	51,82	28,24	56,27	64,22	59,60
Total de l'Indonésie (\$/bep)					
Prix de vente	64,52	69,72	65,39	61,79	60,68
Redevances	14,93	31,58	12,78	5,81	8,26
Transport et fluidification	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation	9,55	12,08	9,55	8,87	7,51
Rentrées nettes	40,04	26,06	43,06	47,11	44,91

Total de la société⁽¹⁾⁽²⁾	2021	T4	T3	T2	T1
Bitume (\$/b)					
Prix de vente	62,82	68,93	67,06	61,31	52,76
Redevances	10,59	13,46	12,12	9,74	6,51
Transport et fluidification	7,36	6,88	7,21	7,28	8,14
Charges d'exploitation	10,70	10,94	10,10	11,18	10,63
Rentrées nettes	34,17	37,65	37,63	33,11	27,48
Pétrole brut lourd³⁾ (\$/b)					
Prix de vente	66,34	74,80	71,30	61,30	58,50
Redevances	5,38	7,26	4,55	5,61	4,23
Transport et fluidification	4,29	3,58	4,27	2,60	6,71
Charges d'exploitation	32,12	34,55	32,03	30,40	31,69
Rentrées nettes	24,55	29,41	30,45	22,69	15,87
Pétrole brut léger (\$/b)					
Prix de vente	85,35	99,84	90,70	79,23	74,12
Redevances	8,09	8,48	10,24	8,16	6,17
Transport et fluidification	2,56	3,21	3,02	1,81	2,42
Charges d'exploitation	22,15	26,09	20,21	20,36	21,58
Rentrées nettes	52,55	62,06	57,23	48,90	43,95
Gaz naturel classique⁴⁾ (\$/kpi³)					
Prix de vente	10,08	11,45	9,50	8,50	11,07
Redevances	0,93	1,53	0,92	0,67	0,64
Transport et fluidification	0,32	0,31	0,33	0,31	0,32
Charges d'exploitation	3,64	3,99	3,44	3,49	3,68
Rentrées nettes	5,19	5,62	4,81	4,03	6,43
LGN (\$/b)					
Prix de vente	55,17	68,85	59,71	46,40	47,96
Redevances	8,50	12,85	8,66	7,19	5,86
Transport et fluidification	1,81	1,80	1,97	1,95	1,54
Charges d'exploitation	9,30	9,27	10,44	8,74	8,88
Rentrées nettes	35,56	44,93	38,64	28,52	31,68
Total (\$/bep)					
Prix de vente	62,99	70,02	66,44	60,03	54,62
Redevances	9,80	12,76	11,10	8,83	6,15
Transport et fluidification	6,33	6,02	6,31	6,08	6,94
Charges d'exploitation	9,82	9,36	9,29	10,54	10,17
Rentrées nettes	37,04	41,88	39,74	34,58	31,36

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.

DIVIDENDES

La déclaration de dividendes sur les actions ordinaires et 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 conseil a approuvé un dividende pour le premier trimestre de 0,0350 \$ par action ordinaire, payable le 31 mars 2022 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 mars 2022. Le conseil a déclaré des dividendes d'un montant global de 9 millions de dollars pour le premier trimestre sur les actions privilégiées de premier rang des séries 1, 2, 3, 5 et 7, payable le 31 mars 2022 aux porteurs d'actions privilégiées inscrits le 15 mars 2022.

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

(\$ par action)	Exercice	T4	T3	T2	T1
2021	0,0875	0,0350	0,0175	0,0175	0,0175
2020	0,0625	—	—	—	0,0625
2019	0,2125	0,0625	0,0500	0,0500	0,0500

Cenovus a versé les dividendes suivants en 2021 sur les actions privilégiées de premier rang :

(\$ par action)	2021
Actions privilégiées de premier rang de série 1	0,6334
Actions privilégiées de premier rang de série 2	0,4624
Actions privilégiées de premier rang de série 3	1,1722
Actions privilégiées de premier rang de série 5	1,1478
Actions privilégiées de premier rang de série 7	0,9838

Au cours des périodes de douze mois closes le 31 décembre 2020 et 2019, la société n'a pas émis d'actions privilégiées ni n'en avait en circulation.

Les lecteurs devraient également se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion annuel de 2021 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, sous le profil de la société, au sedar.com.

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 de la société avant l'émission et sous réserve des statuts de la société. Dans le cadre de l'arrangement, les statuts de Cenovus ont été modifiés pour créer les actions privilégiées de premier rang des séries 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 et 8.

Au 31 décembre 2021, 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	2 001 211
Bons de souscription de Cenovus	65 119
Actions privilégiées de premier rang	
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

Au 31 décembre 2021, la société n'avait aucune action privilégiée de deuxième rang en circulation.

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.

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.

Actions privilégiées de premier rang de série 1

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 1 ont droit à un dividende trimestriel fixe 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 de Cenovus.

Pour la période de cinq ans commençant le 31 mars 2021 et se terminant le 31 mars 2026, exclusivement, le taux de dividende applicable aux actions privilégiées de premier rang de série 1 est fixé à 2,577 pour cent. Par la suite, le taux de dividende sera 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.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 1 auront le droit, à leur gré, de convertir leurs actions privilégiées de premier rang de série 1 en actions privilégiées de premier rang de série 2, sous réserve de certaines conditions, le 31 mars 2026 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite.

Cenovus peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées de premier rang de série 1 alors en circulation, sous réserve de certaines conditions, le 31 mars 2026 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite, en contrepartie du paiement d'un montant en espèces pour chaque action visée par le rachat correspondant à 25,00 \$, majoré des 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 premier rang de série 2

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 2 ont droit à un dividende trimestriel fixe 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 de Cenovus.

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.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 2 auront le droit, à leur gré, de convertir leurs actions privilégiées de premier rang de série 2 en actions privilégiées de premier rang de série 1, sous réserve de certaines conditions, le 31 mars 2026 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite.

Cenovus peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées de premier rang de série 2 alors en circulation, sous réserve de certaines conditions, i) le 31 mars 2026 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite, en contrepartie du paiement d'un montant en espèces pour chaque action visée par le rachat correspondant à 25,00 \$; et ii) à toute autre date qui n'est pas une date de conversion des actions privilégiées de premier rang de série 2, en contrepartie du paiement d'un montant en espèces pour chaque action visée par le rachat correspondant à 25,50 \$, majoré des 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 premier rang de série 3

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 3 ont droit à un dividende trimestriel fixe 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 de Cenovus.

Pour la période de cinq ans commençant le 31 décembre 2019 et se terminant le 31 décembre 2024, exclusivement, le taux de dividende applicable aux actions privilégiées de premier rang de série 3 est fixé à 4,689 pour cent. Par la suite, le taux de dividende sera 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 3,13 pour cent.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 3 auront le droit, à leur gré, de convertir leurs actions privilégiées de premier rang de série 3 en actions privilégiées de premier rang de série 4, sous réserve de certaines conditions, le 31 décembre 2024 et le 31 décembre tous les cinq ans par la suite.

Cenovus peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées de premier rang de série 3 alors en circulation, sous réserve de certaines conditions, le 31 décembre 2024 et le 31 décembre tous les cinq ans par la suite, en contrepartie du paiement d'un montant en espèces pour chaque action visée par le rachat correspondant à 25,00 \$, majoré des 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 premier rang de série 4

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 4 ont droit à un dividende trimestriel fixe 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 de Cenovus.

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 3,13 pour cent.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 4 auront le droit, à leur gré, de convertir leurs actions privilégiées de premier rang de série 4 en actions privilégiées de premier rang de série 3, sous réserve de certaines conditions, le 31 décembre 2024 et le 31 décembre tous les cinq ans par la suite.

Cenovus peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées de premier rang de série 4 alors en circulation, sous réserve de certaines conditions, i) le 31 décembre 2024 et le 31 décembre tous les cinq ans par la suite, en contrepartie du paiement d'un montant en espèces pour chaque action visée par le rachat correspondant à 25,00 \$; et ii) à toute autre date qui n'est pas une date de conversion des actions privilégiées de premier rang de série 4, en contrepartie du paiement d'un montant en espèces pour chaque action visée par le rachat correspondant à 25,50 \$, majoré des 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). Au 31 décembre 2021, aucune action de cette série n'était en circulation.

Actions privilégiées de premier rang de série 5

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 5 ont droit à un dividende trimestriel fixe 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 de Cenovus.

Pour la période de cinq ans commençant le 31 mars 2020 et se terminant le 31 mars 2025, exclusivement, le taux de dividende applicable aux actions privilégiées de premier rang de série 5 est fixé à 4,591 pour cent. Par la suite, le taux de dividende sera 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 3,57 pour cent.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 5 auront le droit, à leur gré, de convertir leurs actions privilégiées de premier rang de série 5 en actions privilégiées de premier rang de série 6, sous réserve de certaines conditions, le 31 mars 2025 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite.

Cenovus peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées de premier rang de série 5 alors en circulation, sous réserve de certaines conditions, le 31 mars 2025 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite, en contrepartie du paiement d'un montant en espèces pour chaque action visée par le rachat correspondant à 25,00 \$, majoré des 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 premier rang de série 6

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 6 ont droit à un dividende trimestriel fixe 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 de Cenovus.

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 3,57 pour cent.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 6 auront le droit, à leur gré, de convertir leurs actions privilégiées de premier rang de série 6 en actions privilégiées de premier rang de série 5, sous réserve de certaines conditions, le 31 mars 2025 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite.

Cenovus peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées de premier rang de série 6 alors en circulation, sous réserve de certaines conditions, i) le 31 mars 2025 et le 31 mars tous les cinq ans par la suite, en contrepartie du paiement d'un montant en espèces pour chaque action visée par le rachat correspondant à 25,00 \$; et ii) à toute autre date qui n'est pas une date de conversion des actions privilégiées de premier rang de série 6, en contrepartie du paiement d'un montant en espèces pour chaque action visée par le rachat correspondant à 25,50 \$, majoré des 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). Au 31 décembre 2021, aucune action de cette série n'était en circulation.

Actions privilégiées de premier rang de série 7

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 7 ont droit à un dividende trimestriel fixe 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 de Cenovus.

Pour la période de cinq ans commençant le 30 juin 2020 et se terminant le 30 juin 2025, exclusivement, le taux de dividende applicable aux actions privilégiées de premier rang de série 7 est fixé à 3,935 pour cent. Par la suite, le taux de dividende sera 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 3,52 pour cent.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 7 auront le droit, à leur gré, de convertir leurs actions privilégiées de premier rang de série 7 en actions privilégiées de premier rang de série 8, sous réserve de certaines conditions, le 30 juin 2025 et le 30 juin tous les cinq ans par la suite.

Cenovus peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées de premier rang de série 7 alors en circulation, sous réserve de certaines conditions, le 30 juin 2025 et le 30 juin tous les cinq ans par la suite, en contrepartie du paiement d'un montant en espèces pour chaque action visée par le rachat correspondant à 25,00 \$, majoré des 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 premier rang de série 8

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 8 ont droit à un dividende trimestriel fixe 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 de Cenovus.

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 3,52 pour cent.

Les porteurs d'actions privilégiées de premier rang de série 8 auront le droit, à leur gré, de convertir leurs actions privilégiées de premier rang de série 8 en actions privilégiées de premier rang de série 7, sous réserve de certaines conditions, le 30 juin 2025 et le 30 juin tous les cinq ans par la suite.

Cenovus peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées de premier rang de série 8 alors en circulation, sous réserve de certaines conditions, i) le 30 juin 2025 et le 30 juin tous les cinq ans par la suite, en contrepartie du paiement d'un montant en espèces pour chaque action visée par le rachat correspondant à 25,00 \$; et ii) à toute autre date qui n'est pas une date de conversion des actions privilégiées de premier rang de série 8, en contrepartie du paiement d'un montant en espèces pour chaque action visée par le rachat correspondant à 25,50 \$, majoré des 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). Au 31 décembre 2021, aucune action de cette série n'était en circulation.

Actions privilégiées de deuxième rang

Aucune action privilégiée de deuxième rang n'était en circulation au 31 décembre 2021.

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, sous le profil de Cenovus, au sedar.com, et sur EDGAR, au sec.gov.

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'acquiescer 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'acquiescer 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 reconfirmar le régime à chaque période de trois ans. Il sera demandé aux actionnaires de reconfirmar 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) sous le profil de Cenovus, au sedar.com.

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 2021 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle et pouvant être consultée sur SEDAR, sous le profil de la société, au sedar.com.

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	Moody's Investors Service	DBRS Limited	Fitch Ratings Inc.
Titres de premier rang non garantis				
Notes à long terme	BBB-	Baa3	BBB	BBB-
Perspective/tendance	Stable	Stable	Stable	Stable
Actions privilégiées de premier rang de série 1	P-3		Pfd-3	
Actions privilégiées de premier rang de série 2	P-3		Pfd-3	
Actions privilégiées de premier rang de série 3	P-3		Pfd-3	
Actions privilégiées de premier rang de série 5	P-3		Pfd-3	
Actions privilégiées de premier rang de série 7	P-3		Pfd-3	

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.

S&P a commencé à noter les actions privilégiées de premier rang de Cenovus selon son échelle de notation des actions privilégiées canadiennes dans le cadre de l'arrangement. La notation des actions privilégiées par S&P constitue un avis prospectif concernant la solvabilité d'un émetteur à l'égard d'une obligation précise concernant des actions privilégiées. Il y a un lien direct entre les notes attribuées sur l'échelle pour les actions privilégiées et l'échelle de notation de S&P pour les notes à long terme. 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 y sont rattachés.

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 Baa3 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 3 signifie que l'émission se place dans la partie inférieure 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 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 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'absence de ces indicateurs indique que la note est au centre 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.

DBRS a commencé à noter les actions privilégiées de premier rang de Cenovus selon son échelle de notation des actions privilégiées canadiennes dans le cadre de l'arrangement. 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. 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 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 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) et 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 est attribuée aux titres d'emprunt à l'égard desquels 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 stable indique qu'il est peu probable que la note change sur une période d'un an à deux ans.

Au cours des quatre 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

Les actions ordinaires de Cenovus sont inscrites et négociées à la TSX et à la NYSE sous le symbole CVE. La fourchette des cours et le volume des actions négociées à la TSX et à la NYSE en 2021 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	8,78	7,12	7,55	336 096	6,92	5,57	5,91	229 394
Février	9,64	7,62	9,42	315 831	7,72	5,95	7,41	207 732
Mars	10,77	9,25	9,44	305 226	8,57	7,33	7,52	224 132
Avril	10,22	9,03	9,57	191 026	8,15	7,16	7,77	140 652
Mai	10,25	8,89	10,09	245 174	8,47	7,35	8,13	198 893
Juin	12,86	10,29	11,86	324 569	10,55	8,52	9,58	241 090
Juillet	12,40	9,62	10,41	213 947	9,98	7,53	8,34	191 044
Août	10,69	9,23	10,47	195 840	8,62	7,20	8,28	187 555
Septembre	13,03	10,43	12,77	280 934	10,29	8,18	10,06	174 274
Octobre	14,91	12,67	14,80	285 688	12,06	10,00	11,98	204 935
Novembre	16,77	14,71	15,16	340 020	13,47	11,71	11,86	222 848
Décembre	16,47	13,86	15,51	249 546	13,05	10,72	12,28	182 653

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 2021 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	4,73	3,41	3,55	3 851	3,53	2,65	2,75	304
Février	4,98	3,50	4,77	2 436	4,15	2,69	3,79	729
Mars	5,70	4,59	5,00	2 047	4,62	3,65	4,01	766
Avril	5,33	4,70	5,00	703	4,27	3,79	4,15	269
Mai	5,49	4,71	5,16	1 938	4,58	3,81	4,16	289
Juin	7,45	5,25	6,70	1 141	6,10	4,28	5,48	275
Juillet	7,20	5,26	6,00	596	5,97	4,19	4,84	465
Août	6,13	5,27	5,77	403	4,90	4,12	4,65	103
Septembre	7,50	5,44	7,48	656	5,90	4,39	5,90	112
Octobre	9,33	7,21	9,28	1 194	7,50	5,77	7,50	195
Novembre	10,75	9,10	9,22	1 050	8,60	7,30	7,30	164
Décembre	10,35	8,20	9,51	419	8,25	6,35	7,82	125

La fourchette des cours et le volume des actions privilégiées de premier rang de série 1 à la TSX en 2021 sont présentés ci-après :

	Fourchette des cours (\$ par action)			Volume (en milliers)
	Haut	Bas	Clôture	
Janvier	10,17	9,60	9,94	400
Février	12,31	9,94	12,30	176
Mars	13,68	11,98	12,94	760
Avril	13,58	12,55	13,50	434
Mai	14,62	13,55	14,59	339
Juin	15,47	14,31	15,30	128
Juillet	15,48	14,50	15,18	198
Août	15,80	14,76	15,64	164
Septembre	15,99	15,44	15,98	291
Octobre	16,99	15,98	16,94	206
Novembre	17,39	16,60	17,10	147
Décembre	18,85	16,41	18,64	168

La fourchette des cours et le volume des actions privilégiées de premier rang de série 2 à la TSX en 2021 sont présentés ci-après :

	Fourchette des cours (\$ par action)			Volume (en milliers)
	Haut	Bas	Clôture	
Janvier	9,95	9,42	9,75	167
Février	12,20	9,85	12,20	47
Mars	13,12	11,93	12,55	31
Avril	13,30	12,55	13,30	27
Mai	13,90	13,25	13,75	52
Juin	14,00	13,75	13,96	3
Juillet	14,48	13,90	14,29	9
Août	14,40	13,75	14,40	11
Septembre	15,04	14,09	15,04	6
Octobre	15,99	14,95	15,91	29
Novembre	15,96	14,97	15,00	29
Décembre	15,42	15,20	15,42	2

La fourchette des cours et le volume des actions privilégiées de premier rang de série 3 à la TSX en 2021 sont présentés ci-après :

	Fourchette des cours (\$ par action)			Volume (en milliers)
	Haut	Bas	Clôture	
Janvier	17,50	16,70	17,25	107
Février	18,17	17,29	18,00	172
Mars	18,75	18,03	18,70	293
Avril	19,48	18,20	19,48	201
Mai	21,97	19,49	21,48	168
Juin	23,00	21,50	22,00	245
Juillet	22,37	21,78	22,10	215
Août	22,49	21,32	22,24	250
Septembre	23,19	21,88	23,19	154
Octobre	24,25	22,88	23,98	195
Novembre	24,05	22,90	23,00	116
Décembre	24,15	23,00	23,97	331

La fourchette des cours et le volume des actions privilégiées de premier rang de série 5 à la TSX en 2021 sont présentés ci-après :

	Fourchette des cours (\$ par action)			Volume (en milliers)
	Haut	Bas	Clôture	
Janvier	20,00	18,08	18,75	298
Février	19,25	18,37	19,06	129
Mars	19,78	18,73	19,78	261
Avril	21,50	19,53	21,38	128
Mai	23,18	21,25	23,18	92
Juin	23,98	22,90	23,26	169
Juillet	23,70	22,76	23,62	228
Août	23,64	22,66	23,00	185
Septembre	23,80	22,75	23,80	75
Octobre	24,74	23,97	24,50	110
Novembre	24,54	23,50	23,65	140
Décembre	24,75	23,60	24,69	253

La fourchette des cours et le volume des actions privilégiées de premier rang de série 7 à la TSX en 2021 sont présentés ci-après :

	Fourchette des cours (\$ par action)			Volume (en milliers)
	Haut	Bas	Clôture	
Janvier	18,21	17,30	17,60	493
Février	18,50	17,44	18,50	69
Mars	19,99	18,35	19,88	121
Avril	20,00	19,12	19,75	485
Mai	22,77	19,92	22,77	42
Juin	22,74	21,75	22,40	23
Juillet	22,39	21,26	22,39	213
Août	22,59	21,71	22,57	93
Septembre	23,40	22,23	23,40	65
Octobre	24,31	23,35	23,70	82
Novembre	23,88	22,53	23,10	40
Décembre	23,49	22,51	23,49	27

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 Tatanka Midstream LLC, société fermée de services intermédiaires, depuis mars 2020. 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, d'Andeavor de mai 2014 à août 2016 et vice-président principal, Stratégie et développement des affaires, d'Andeavor 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 était coprésident du conseil de Husky, ancienne société ouverte internationale intégrée d'énergie acquise par la société le 1 ^{er} janvier 2021, 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 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.
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; et de la Li Ka Shing (Canada) Foundation, et elle a été administratrice de Husky, société ouverte internationale intégrée d'énergie acquise par Cenovus le 1 ^{er} janvier 2021, d'août 2000 à mars 2021, avant la fusion de Husky avec Cenovus.

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis¹⁾	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Keith A. MacPhail^{4),6)} Calgary (Alberta) Canada	2018	M. MacPhail est président du conseil de Cenovus depuis avril 2020. Il est administrateur (depuis juillet 2003) et a été président du conseil de NuVista Energy Ltd., société pétrolière et gazière ouverte 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.
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, 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 de la Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada, 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. 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, ancienne société ouverte internationale intégrée d'énergie acquise par Cenovus le 1 ^{er} janvier 2021, 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
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 membre du conseil des commissaires de PT Indosat Tbk, fournisseur de services de télécommunications coté en bourse. Il est également administrateur de la Li Ka Shing (Canada) Foundation et il a été administrateur de Husky, société ouverte internationale intégrée d'énergie acquise par Cenovus le 1 ^{er} janvier 2021, d'août 2000 à mars 2021, avant la fusion de Husky avec Cenovus.
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.

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.

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.

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.

Nom et résidence	Poste et fonctions principales au cours des cinq dernières années
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 Kearn 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.
P. Andrew Dahlin Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Services techniques, sécurité et exploitation M. Dahlin a été nommé vice-président directeur, Services techniques, sécurité et exploitation de Cenovus le 1 ^{er} janvier 2021. 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; de mai 2016 à juillet 2016, il a été vice-président, Relations avec les investisseurs, de Cenovus; de mai 2015 à mai 2016, il a été directeur, Relations avec les investisseurs, de Cenovus; et d'avril 2013 à mai 2015, il a été directeur, Gestion de portefeuille, de Cenovus.
Sarah J. Walters¹⁾ Calgary (Alberta) Canada	Vice-présidente directrice, Services généraux M ^{me} Walters a été nommée vice-présidente directrice, Services généraux, de Cenovus le 1 ^{er} janvier 2021. De décembre 2017 au 1 ^{er} janvier 2021, M ^{me} Walters a été vice-présidente principale, Services généraux, de Cenovus; de janvier 2017 à décembre 2017, elle a été vice-présidente des ressources humaines de Cenovus; de septembre 2015 à décembre 2016, elle a été vice-présidente, Organisation et individus, de Cenovus; de mars 2014 à août 2015, elle a été vice-présidente des partenaires d'affaires RH et de la conception organisationnelle de Cenovus; de juillet 2013 à février 2014, elle a été vice-présidente des partenaires d'affaires RH de Cenovus; et de mars 2013 à juillet 2013, elle a été vice-présidente des services consultatifs des ressources humaines de Cenovus. Avant de se joindre à Cenovus en mars 2013, M ^{me} Walters a été vice-présidente des ressources humaines, Activités internationales de la région de l'Ouest de Société d'énergie Talisman Inc.
J. Drew Zieglansberger Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Activités en amont – secteur Classique et intégration M. Zieglansberger a été nommé vice-président directeur – Activités en amont – secteur Classique et intégration, de Cenovus le 1 ^{er} janvier 2021. 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.

Nom et résidence	Poste et fonctions principales au cours des cinq dernières années
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.

1) M^{me} Walters a annoncé sa démission et, avec prise d'effet le 1^{er} mars 2022, M^{me} Susan Anderson sera nommée vice-présidente principale, Services aux individus.

Au 31 décembre 2021, la totalité des administrateurs et des membres de la haute direction de Cenovus, en tant que groupe, étaient propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 3 015 591 actions ordinaires, soit environ 0,15 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 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 la St. Mary's and Windsor University. Il est administrateur de La Banque Toronto-Dominion, institution financière internationale, et de Norfolk Southern Corporation, société ouverte de transport ferroviaire. Il 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, 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 de la Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada, 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 à l'entreprise 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. 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, et de Delek US Holdings, Inc., société ouverte d'énergie en aval. 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. 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 (ou si le président n'est pas disponible, à un autre membre du comité d'audit) 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 2021 et 2020 :

(en milliers de dollars)	2021	2020
Honoraires d'audit ¹⁾	2 974	2 598
Honoraires pour services liés à l'audit ²⁾	212	382
Honoraires pour services fiscaux ³⁾	946	128
Tous les autres honoraires ⁴⁾	26	46
Total	4 158	3 154

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 et les services-conseils entourant la planification des ressources de l'entreprise et le procédé d'innovation de la société.

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

Pendant l'exercice clos le 31 décembre 2021, 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 2021, 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 (Massachusetts) 02021
U.S.

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 2021, 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 ne transférera pas d'actions ordinaires et ne fera pas en sorte que des actions ordinaires soient transférées, sauf tel qu'il est par ailleurs permis par la convention de maintien de l'arrangement (les « restrictions relatives au transfert »);
- 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 de son groupe, 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 a) 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)); b) 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 c) des transferts en faveur d'un membre du même groupe, tel qu'il est permis par la convention de maintien de l'arrangement;
- d) cet actionnaire est assujéti aux restrictions en matière 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 sous le profil de Cenovus, au sedar.com, ou sur EDGAR, au sec.gov.

Le tableau qui suit résume le nombre de titres de Cenovus visés par les restrictions relatives aux transferts au 31 décembre 2021 :

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	15,8
L.F. Investments S.à r.l.	Actions ordinaires	231 194 699	11,6
Total		548 121 750	27,4

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 actions ordinaires, dont le droit d'exiger que Cenovus procède au placement des actions ordinaires détenues par ces actionnaires et le droit d'exiger que Cenovus inclue les actions ordinaires détenues par ces actionnaires dans tout placement d'actions ordinaires que Cenovus entreprendra. Ces droits sont conférés aux actionnaires pour une période commençant le 1^{er} juillet 2022 et prenant 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 sous le profil de Cenovus, au sedar.com, ou sur EDGAR, au sec.gov.

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 commençant le 1^{er} janvier 2021 et prenant 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 sous le profil de Cenovus, au sedar.com, ou sur EDGAR, au sec.gov.

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 sous le profil de Cenovus, au sedar.com, ou sur EDGAR, au sec.gov.

Transaction avec ConocoPhillips

Le 29 mars 2017, Cenovus a conclu une convention d'achat et de vente (la « convention d'acquisition COP ») avec ConocoPhillips en vue d'acquérir : i) la participation de 50 pour cent de ConocoPhillips (la « participation dans FCCL ») (soit la participation restante de 50 pour cent dont Cenovus n'était pas déjà propriétaire) dans FCCL Partnership, le propriétaire des projets de sables bitumineux de Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake dans le nord-est de l'Alberta, et ii) la majorité des actifs d'hydrocarbures classiques dans l'Ouest canadien de ConocoPhillips, y compris les actifs de prospection et de production de ConocoPhillips et les infrastructures et conventions connexes dans les zones en exploitation d'Elmworth-Wapiti, de Kaybob-Edson et de Clearwater et d'autres zones en exploitation, de même que la totalité de la participation de ConocoPhillips dans des droits pétroliers et gaziers et dans des concessions de sables bitumineux dans une certaine zone d'intérêt commun au nord-ouest de Foster Creek (les « actifs du Deep Basin »). La participation dans FCCL et les actifs du Deep Basin ont été acquis par Cenovus pour une contrepartie totale de 17,6 milliards de dollars, composée de 15,0 milliards de dollars en espèces et de 208 millions d'actions ordinaires.

À la conclusion de la convention d'acquisition COP, Cenovus et ConocoPhillips ont conclu une convention de paiement conditionnel (la « convention de paiement conditionnel COP »), aux termes de laquelle Cenovus a convenu de verser des paiements trimestriels à ConocoPhillips durant les cinq années suivant la date de conclusion de la convention d'acquisition COP, prenant fin le 17 mai 2022, pour les trimestres durant lesquels le prix moyen du pétrole brut du WCS dépasse 52 \$ le baril durant le trimestre en question. Le paiement trimestriel s'établira à 6 millions de dollars pour chaque dollar du prix du WCS dépassant 52 \$ le baril. Il n'y a aucune modalité concernant un paiement maximal. Le calcul comporte un mécanisme d'ajustement tenant compte de certaines interruptions de production importantes à Foster Creek et à Christina Lake, qui pourra réduire le montant d'un paiement conditionnel.

En outre, à la conclusion de la convention d'acquisition COP, Cenovus et ConocoPhillips ont conclu une convention de droits d'inscription (la « convention de droits d'inscription COP ») et une convention avec les investisseurs (la « convention avec les investisseurs COP »), laquelle a notamment empêché ConocoPhillips de vendre ou d'utiliser aux fins de couverture ses actions ordinaires jusqu'au 17 novembre 2017. En outre, la convention de droits d'inscription COP confère à ConocoPhillips certains droits visant à faciliter la vente de ses actions ordinaires, dont le droit d'exiger que Cenovus procède au placement des actions ordinaires détenues par ConocoPhillips et le droit d'exiger que Cenovus inclue les actions ordinaires détenues par ConocoPhillips dans tout placement d'actions ordinaires que Cenovus entreprendra. La convention avec les investisseurs COP établit certaines restrictions à l'égard de ConocoPhillips, notamment le fait de ne pas pouvoir proposer de nouveaux membres au conseil de Cenovus et de devoir exercer les droits de vote rattachés à ses actions ordinaires selon les recommandations de la direction ou s'abstenir de voter. La convention de droits d'inscription COP et la convention avec les investisseurs COP seront résiliées lorsque ConocoPhillips détiendra au plus 3,5 pour cent des actions ordinaires alors en circulation.

Une copie de la convention d'acquisition COP, comprenant la convention de paiement conditionnel COP, la convention de droits d'inscription COP et la convention avec les investisseurs COP, sous forme caviardée, a été déposée dans SEDAR le 5 avril 2017, et une copie des modifications apportées à la convention d'acquisition COP y a été déposée le 17 mai 2017, lesquelles peuvent être consultées sur SEDAR, sous le profil de Cenovus, au sedar.com, et sur EDGAR, au sec.gov.

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 7 février 2022 à l'égard des états financiers consolidés de Cenovus, qui comprennent les états consolidés de la situation financière aux 31 décembre 2021 et 31 décembre 2020 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 2021, 2020 et 2019, ainsi que sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Cenovus au 31 décembre 2021. 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 à l'adresse sedar.com et sur EDGAR à l'adresse sec.gov. La circulaire de sollicitation de procurations par la direction 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 de 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 2021 figurent dans les états financiers consolidés et le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 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 Cenovus, cenovus.com, 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 2021. 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 liquides de gaz naturel		Gaz naturel	
b	baril	kpi ³	millier de pieds cubes
b/j	baril par jour	Mpi ³	million de pieds cubes
kb/j	millier de barils par jour	Mpi ³ /j	million de pieds cubes par jour
Mb	million de barils	Gpi ³	milliard de pieds cubes
LGN	liquides de gaz naturel	MBTU	million d'unités thermiques britanniques
bep	baril d'équivalent pétrole	AECO	Alberta Energy Company
bep/j	barils d'équivalent pétrole par jour		
Mbep	million de barils d'équivalent pétrole		
WTI	West Texas Intermediate		
WCS	Western Canadian Select		

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.

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 2021. 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 2021, 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 2021 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 2021	Canada	54 985
McDaniel & Associates Consultants Ltd.	31 décembre 2021	Chine	3 482
McDaniel & Associates Consultants Ltd.	31 décembre 2021	Indonésie	505
GLJ Ltd.	31 décembre 2021	Canada	3 018
			<u>61 990</u>

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 7 février 2022

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 7 février 2022

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