



Cenovus Energy Inc.

Notice annuelle

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020

Le 8 février 2021

TABLE DES MATIÈRES

INFORMATION PROSPECTIVE	1
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	5
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	6
DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ	10
Avant l'arrangement avec Husky	10
Sables bitumineux	10
Classique	11
Raffinage et commercialisation	12
L'arrangement avec Husky	13
Corridor intégré.....	14
Activités extracôtières.....	18
Description des activités après l'arrangement avec Husky	19
Concurrence	20
Protection de l'environnement	20
Code de conduite et d'éthique commerciales.....	20
Employés.....	21
FACTEURS DE RISQUE	21
DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ	21
Données relatives aux réserves.....	22
Développement des réserves prouvées et probables non développées.....	27
Facteurs ou incertitudes significatifs influant sur les données relatives aux réserves.....	28
Modifications prévues des réserves – arrangement avec Husky	28
Autres renseignements pétroliers et gaziers	32
DIVIDENDES	36
DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS	36
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	41
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION	42
COMITÉ D'AUDIT	48
POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI	50
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS	
IMPORTANTES	50
AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES	50
CONTRATS IMPORTANTS	51
EXPERTS INTÉRESSÉS	53
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES	53
QUESTIONS COMPTABLES	53
ABRÉVIATIONS ET CONVERSIONS	54
ANNEXE A – Rapport sur les données relatives aux réserves des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants	A1
ANNEXE B – Rapport de la direction et du conseil d'administration sur les données relatives aux réserves et autre information	B1
ANNEXE C – Mandat du comité d'audit	C1
ANNEXE D – Rapprochements des rentrées nettes	D1

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 » ou « Cenovus » désignent Cenovus Energy Inc., ses filiales et les participations qu'elle et ses filiales détiennent dans des sociétés de personnes au 31 décembre 2020 et, il est entendu, à moins d'indications contraires ou que le contexte n'exige une interprétation différente, que ces mots excluent Husky Energy Inc. (« Husky »), ses filiales et les participations qu'elle et ses filiales détiennent dans des sociétés de personnes.

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 Cenovus, que la société 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 », « estimer », « estimation », « s'attendre à », « se concentrer », « viser », « prévision », « futur », « planifier », « envisager », « potentiel », « perspective », « projeter », « cibler » ou de termes semblables suggérant une issue future, y compris des déclarations concernant notamment : l'incidence de l'arrangement avec Husky (défini ci-après) sur certaines données de réserves et d'autres renseignements pétroliers et gaziers, y compris toute information pro forma concernant l'arrangement avec Husky; la capacité de Cenovus de financer les coûts de mise en valeur futurs; les produits d'assurance; la production du segment classique de Cenovus offrant 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 stratégie et les jalons connexes; les calendriers et plans; la détermination des secteurs opérationnels et des secteurs à présenter de la société regroupée; la capacité de la société d'obtenir les meilleures marges et rentrées nettes pour les produits de Cenovus; l'échéancier attendu pour les phases d'expansion liées aux sables bitumineux et les capacités de production attendues s'y rapportant; les projections pour 2021 et les exercices ultérieurs ainsi que les plans et stratégies pour les atteindre; les échéanciers prévus de développement et de complétion de projets; le nouveau lancement prévu de projets suspendus; les priorités des activités futures de mise en valeur et d'exploration; les occasions futures de mise en valeur du pétrole et du gaz naturel; les résultats financiers et d'exploitation projetés, y compris les prix, les coûts de vente et les flux de trésorerie prévisionnels; les priorités en matière de décisions de dépenses d'investissement ou d'attribution du capital ainsi que l'approche à cet égard; les dépenses d'investissement prévues, y compris leur montant, leur calendrier et

leur financement; la fusion prévue de Cenovus et de Husky; 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 et le calendrier des paiements qui s'y rapportent; 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; la production future attendue, y compris le calendrier, la stabilité et la croissance de cette production; les réserves prévues et l'information connexe, y compris l'indice de durée de vie des réserves et toute information pro forma sur les réserves se rapportant à l'arrangement avec Husky, les produits des activités ordinaires nets futurs et les frais de mise en valeur 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 Cenovus; les éventuelles incidences de divers risques, notamment ceux liés au prix des marchandises et aux changements climatiques, 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 incertitudes qui, dans certains cas, sont propres à Cenovus et dans d'autres, appartiennent à l'industrie en général. Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective comprennent notamment ce qui suit : la capacité de Cenovus de réaliser les avantages prévus de l'arrangement avec Husky; la capacité de Cenovus 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 ou de toute information fournie par Husky dans le cadre de l'arrangement avec Husky et de toute information pro forma en résultant, y compris l'information relative aux réserves; les prix prévisionnels du pétrole et du gaz naturel, des liquides de gaz naturel (« LGN »), des condensats et des produits raffinés et les écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd; 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 Cenovus 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 Cenovus exerce ses activités; les dépenses d'investissement prévues, la souplesse des budgets d'immobilisations prévues et leurs sources de financement connexes; 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; 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 coûts de mise en valeur futurs et les dividendes, y compris une augmentation de ces derniers; la production du segment classique de la société offrira 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; le resserrement futur des écarts du pétrole brut; l'atténuation de l'incidence d'un élargissement éventuel des écarts sur une partie des volumes de pétrole brut WCS de Cenovus grâce à sa capacité de raffinage, à ses installations de stockage dynamique, à ses engagements pipeliniers existants, à ses opérations de couverture financière et à ses plans d'augmenter sa capacité de transport ferroviaire; la capacité de la société d'obtenir une production de ses installations de sables bitumineux sans contrainte; les estimations des quantités de pétrole brut, de bitume, de gaz naturel, de LGN et de condensats 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, des programmes de mise

en valeur ou de leurs étapes; la capacité de la société de dégager des flux de trésorerie suffisants pour l'acquitter de ses obligations présentes et futures; les coûts estimatifs d'abandon et de remise en état, notamment les droits et les règlements s'y rapportant; la capacité de la société à attirer et à maintenir en poste du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; la capacité de Cenovus à avoir accès à des capitaux suffisants et à une couverture d'assurance suffisante pour poursuivre ses plans de mise en valeur; 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 2021 de Cenovus présentées sur le site Web de Cenovus, au cenovus.com, et plus loin dans le présent document; la capacité de Cenovus à disposer de toutes les technologies et à les mettre en œuvre, et l'équipement nécessaire pour obtenir et réaliser les résultats futurs escomptés.

Les indications pour 2021, mises à jour le 28 janvier 2021 et présentées au cenovus.com, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent, 49,50 \$ US/b; prix du WTI, 46,50 \$ US/b; WCS, 32,50 \$ US/b; prix du gaz naturel AECO, 2,50 \$/kpi³; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 11,00 \$ US/b; taux de change, 0,78 \$ US/\$ CA.

Parmi les facteurs de risque et les incertitudes susceptibles de faire différer sensiblement les résultats réels de l'information prospective figurent notamment les suivants : l'effet de la pandémie de COVID-19 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 nous exerçons nos activités; le succès de nos nouvelles politiques de gestion de la COVID-19 dans nos milieux de travail et le retour de nos employés dans nos milieux de travail; la capacité de Cenovus de réaliser les avantages prévus de l'arrangement avec Husky en temps opportun, si elle les réalise; la capacité de Cenovus et de Husky de fusionner; la capacité de Cenovus d'intégrer avec succès l'entreprise de Husky avec la sienne en temps opportun et de façon rentable, si elle y parvient; les effets de la conclusion de nouvelles activités commerciales; les passifs imprévus ou inconnus associés à l'arrangement avec Husky; l'inexactitude de toute évaluation effectuée dans le cadre de l'arrangement avec Husky et de toute information pro forma en résultant; l'inexactitude de toute information historique ou sur les réserves fournie par Husky et de toute information pro forma en résultant; la capacité de Cenovus 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'arrangement avec Husky sur les relations avec les clients, les fournisseurs et d'autres tierces parties; l'effet de l'endettement accru de Cenovus; l'effet de nouveaux actionnaires importants; la volatilité des prix des marchandises et d'autres hypothèses connexes; l'incidence des ententes de production parmi les membres et les non-membres de l'OPEP; le risque de change, y

compris en ce qui a trait aux conventions libellées en devises; 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 et la suffisance des liquidités de la société; l'exactitude des estimations de coûts en ce qui a trait aux prix des marchandises, aux cours du change et aux taux d'intérêt; le manque d'harmonisation des prix du WCS réalisés et des prix du WCS utilisés pour calculer le paiement conditionnel à ConocoPhillips; l'offre et la demande de produits; l'exactitude des hypothèses relatives au cours de l'action de Cenovus 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 Cenovus, 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 Cenovus, notamment les risques pour la santé, la sécurité et l'environnement; la capacité de Cenovus 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 couverture d'assurance et de capitaux d'emprunt ou de capitaux propres, en général, et ce, selon des modalités acceptables; la capacité de Cenovus de financer la croissance, les dépenses d'investissement et les dividendes, y compris toute hausse de ces derniers; la modification des notes qui sont attribuées à Cenovus ou à ses titres; la précision des estimations des réserves, de la production future et des produits des activités nets futurs, y compris toute information pro forma concernant l'arrangement avec Husky; l'exactitude des estimations et des jugements comptables; la capacité de Cenovus 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 à la mise au point 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 Cenovus de maintenir des relations avec ses partenaires et de parvenir à gérer et à exploiter avec succès ses activités et entreprises intégrées; la fiabilité des actifs de Cenovus, 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; notre capacité à réaliser les programmes de mise en valeur; 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; 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 Cenovus; 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 Cenovus, 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 notre entreprise, y compris d'éventuelles cyberattaques; les risques géopolitiques et autres associés à nos activités internationales; les risques associés aux changements climatiques et aux hypothèses de Cenovus 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; la disponibilité de talents essentiels et la capacité de Cenovus 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 au cadre réglementaire, aux permis ou aux approbations dans les territoires où Cenovus exerce ses activités ou relativement à toute infrastructure à laquelle Cenovus 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 au 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 Cenovus, ses résultats financiers et ses états financiers consolidés; l'évolution de la conjoncture économique générale, des marchés et des conditions commerciales; la situation politique, sociale et économique des territoires dans lesquels Cenovus exerce ses activités ou s'approvisionne; l'état de nos relations avec les collectivités où nous exerçons nos activités, y compris les communautés autochtones; la réalisation d'événements inattendus, comme des manifestations, des épidémies, 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, nous visant.

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 les 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 Cenovus, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion annuel de 2020 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle, ainsi qu'aux facteurs de risque décrits dans d'autres documents que Cenovus 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. Des renseignements supplémentaires concernant les activités et les actifs de Husky au 31 décembre 2020 se trouvent dans la notice annuelle de Husky datée du 8 février 2021 pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (la « notice annuelle de Husky ») ainsi que dans le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (le « rapport de gestion de Husky »), qui ont tous deux été déposés sur SEDAR sous le profil de Husky, au sedar.com, et sur EDGAR, au sec.gov.

L'information qui se trouve sur le site Web de Cenovus, au cenovus.com, ou sur le site Web de Husky, au huskyenergy.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 Ovintiv 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 avec Husky (défini ci-après), les statuts de Cenovus ont été modifiés avec prise d'effet le 30 décembre 2020 pour créer les séries d'actions suivantes :

- Actions privilégiées de premier rang rachetables à dividendes cumulatifs de série 1 (les « actions privilégiées de premier rang de série 1 »);
- Actions privilégiées de premier rang rachetables à dividendes cumulatifs de série 2 (les « actions privilégiées de premier rang de série 2 »);
- Actions privilégiées de premier rang rachetables à dividendes cumulatifs de série 3 (les « actions privilégiées de premier rang de série 3 »);
- Actions privilégiées de premier rang rachetables à dividendes cumulatifs de série 4 (les « actions privilégiées de premier rang de série 4 »);
- Actions privilégiées de premier rang rachetables à dividendes cumulatifs de série 5 (les « actions privilégiées de premier rang de série 5 »);
- Actions privilégiées de premier rang rachetables à dividendes cumulatifs de série 6 (les « actions privilégiées de premier rang de série 6 »);
- Actions privilégiées de premier rang rachetables à dividendes cumulatifs de série 7 (les « actions privilégiées de premier rang de série 7 »);
- Actions privilégiées de premier rang rachetables à dividendes cumulatifs de série 8 (les « actions privilégiées de premier rang de série 8 ») (collectivement, les « actions privilégiées de premier rang »).

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 2020 sont les suivantes :

Filiales et sociétés de personnes	Pourcentage de propriété¹⁾	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

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 Overseas Finance ULC et de Cenovus US Holdings Inc.

Au 31 décembre 2020, 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 2020 et ii) moins de 10 pour cent des produits des activités ordinaires consolidés de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2020. 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 2020 et pour l'exercice clos à cette date.

Le 1^{er} janvier 2021, conformément à un plan d'arrangement conclu aux termes de la loi intitulée *Business Corporations Act* (Alberta), Husky est devenue une filiale en propriété exclusive de Cenovus (l'« arrangement avec Husky ») et elle le demeurera jusqu'à la conclusion d'une fusion prévue des deux entités. Veuillez vous reporter aux rubriques « L'arrangement avec Husky » et « Description des activités après l'arrangement avec Husky » pour obtenir de plus amples renseignements.

Une description des filiales importantes et des entités contrôlées conjointement de Husky figure dans la notice annuelle de Husky, qui est déposée et disponible sur SEDAR sous le profil de Husky, au sedar.com, et sur EDGAR, au sec.gov.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

SURVOL

Au 31 décembre 2020, Cenovus était une société d'énergie intégrée établie à Calgary, en Alberta. Cenovus se consacre au développement, à la production et à la commercialisation de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN au Canada; elle mène également des activités de commercialisation et détient une participation dans des raffineries aux États-Unis.

Au 31 décembre 2020, toutes les réserves et toute la production de pétrole et de gaz naturel de Cenovus étaient situées au Canada, dans les provinces d'Alberta et de Colombie-Britannique. Au 31 décembre 2020, les avoirs fonciers de Cenovus représentaient environ 5,2 millions d'acres nettes. La durée de production estimative des réserves prouvées et probables était d'environ 39 ans au 31 décembre 2020.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

Au 31 décembre 2020, les secteurs à présenter de la société étaient les suivants :

Sables bitumineux

Le secteur Sables bitumineux de Cenovus comprend le développement et la production associés au bitume situé dans le nord-est de l'Alberta. Les actifs de production de bitume de Cenovus comprennent Foster Creek et Christina Lake, ainsi que Narrows Lake et d'autres projets à des stades précoces de développement.

Classique

Le secteur classique englobe environ 3,6 millions d'acres nettes de terrains, riches en gaz naturel et en LGN, situés principalement dans les zones en exploitation d'Elmworth-Wapiti, de Kaybob-Edson et de Clearwater. Les actifs sont situés en Alberta et en Colombie-Britannique et comprennent des participations dans de nombreuses installations de traitement de gaz naturel (collectivement, les « actifs classiques »).

Raffinage et commercialisation

Le secteur Raffinage et commercialisation de Cenovus comprend le transport et la vente de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN, et la propriété conjointe de deux raffineries aux États-Unis avec Phillips 66, société ouverte américaine non apparentée qui en est l'exploitant. De plus, Cenovus détient et exploite un terminal de transport ferroviaire de pétrole brut en

Alberta. Ce secteur coordonne les initiatives de Cenovus en matière de transport et de commercialisation afin d'optimiser la gamme de produits, les points de livraison, les engagements liés au transport et la diversification de la clientèle.

Activités non sectorielles et éliminations

Ce secteur comprend principalement les profits et les pertes latents comptabilisés sur les instruments financiers dérivés, les profits et les pertes à la sortie d'actifs, ainsi que les autres frais généraux et administratifs et autres coûts liés aux recherches et aux activités de financement qui s'inscrivent dans l'ensemble des activités de Cenovus. À mesure que sont réglés les instruments financiers, les profits et les pertes réalisés sont comptabilisés dans le secteur d'exploitation auquel est rattaché le dérivé. 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 ferroviaire de la société, de la production de pétrole brut utilisé comme charge d'alimentation par le secteur Raffinage et commercialisation et des profits intersectoriels latents sur les stocks. Les éliminations sont comptabilisées aux prix de cession 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 :

2018

- **Vente des actifs de Suffield.** Au premier trimestre, Cenovus a conclu la vente de ses activités liées au pétrole brut et au gaz naturel de Suffield, pour un produit en trésorerie de 512 millions de dollars, avant les ajustements de clôture.
- **Nouveau chef des finances.** Au deuxième trimestre, Jon McKenzie a été nommé vice-président directeur et chef des finances de Cenovus.
- **Vente de Cenovus Pipestone Partnership.** Au troisième trimestre, Cenovus a réalisé la vente de sa société en nom collectif qui détenait l'entreprise de gaz naturel et de liquides dans le nord-ouest de l'Alberta en contrepartie d'un produit en trésorerie de 625 millions de dollars, avant les ajustements de clôture.
- **Réduction de dette.** En octobre, Cenovus a remboursé un montant de 800 millions de dollars américains sur ses billets non garantis de 1,3 milliard de dollars américains échéant en octobre 2019. En décembre, Cenovus a remboursé un capital de 76 millions de dollars américains de billets non garantis en contrepartie de 69 millions de dollars américains.
- **Sous-location d'espaces à bureaux excédentaires.** Au troisième trimestre, Cenovus a donné en sous-location huit étages additionnels de la tour Bow à Calgary, en Alberta, réduisant davantage les frais immobiliers fixes à long terme de Cenovus.
- **Maintien des grands écarts.** Les écarts entre le West Texas Intermediate (« WTI ») et le Western Canadian Select (« WCS ») se sont établis en moyenne à 26,31 \$ US le baril, soit une augmentation de 120 pour cent comparativement à 2017, atteignant un record de 52,00 \$ US le baril au quatrième trimestre. Les cours moyens du WCS sont demeurés stables en 2018 par rapport à 2017.
- **Réduction de la production imposée par le gouvernement.** Le 2 décembre 2018, le gouvernement de l'Alberta a annoncé une réduction temporaire obligatoire de la production de pétrole pour les producteurs de l'Alberta, à compter de janvier 2019, notamment pour remédier aux écarts records entre le WTI et le WCS à Hardisty.
- **Réévaluation de la capacité de traitement des raffineries.** Par suite d'un solide rendement d'exploitation constant, des taux d'utilisation plus élevés et des optimisations réalisées en 2018, les deux raffineries américaines ont été réévaluées pour refléter une capacité de traitement plus élevée à compter du

1^{er} janvier 2019. La capacité de traitement de pétrole brut à la raffinerie de Wood River a été réévaluée à 333 000 barils par jour, par rapport à 314 000 barils par jour, tandis que la capacité à la raffinerie de Borger a été réévaluée à 149 000 barils par jour, par rapport à 146 000 barils par jour.

2019

- **Réduction de la dette.** En 2019, Cenovus a remboursé des billets non garantis d'un capital de 1 276 millions de dollars américains en contrepartie de 1 214 millions 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.** En 2019, Cenovus a commencé à produire de la vapeur à la phase G de Christina Lake pour extraire du pétrole 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 105 985 barils par jour et des ventes expédiées par train de 91 059 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 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.
- **Déménagement du siège.** En octobre, Cenovus a achevé le déménagement de son siège au centre-ville de Calgary, soit de la tour Bow à la Brookfield Place.
- **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 réalisées en 2019, la capacité de traitement de

pétrole brut de la raffinerie de Wood River a été réévaluée, passant de 333 000 barils par jour à 346 000, 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, 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 et 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 avec Husky.
- **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 pétrole 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 1 000 000 000 \$ US sous forme de billets non garantis de premier rang à 5,375 % échéant en 2025.
- **Arrangement avec Husky.** Le 25 octobre 2020, Cenovus et Husky ont annoncé l'arrangement avec Husky, une transaction entièrement en actions évaluée à 23,6 milliards de dollars, en incluant la dette, qui regrouperait les deux sociétés.
- **Nouvelle équipe de direction.** Au cours du quatrième trimestre, Cenovus a annoncé la nouvelle équipe de haute direction de la société regroupée. La nouvelle équipe de direction a été nommée le 1^{er} janvier 2021, après la clôture de l'arrangement avec Husky.
- **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 étaient maintenus en 2021, le gouvernement de l'Alberta a suspendu la réduction visant la production mensuelle de pétrole 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, tout en conservant une participation dans une redevance dérogatoire brute sur la propriété. La vente s'est conclue le 2 décembre 2020.
- **Modification des statuts de Cenovus pour créer des séries d'actions privilégiées de premier rang.** Dans le cadre de l'arrangement avec Husky, les statuts de Cenovus ont été modifiés avec prise d'effet le 30 décembre 2020 pour créer des séries d'actions privilégiées de premier rang.

2021

- **Acquisition de Husky par Cenovus.** Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2021, Cenovus a réalisé l'arrangement avec Husky et a fait l'acquisition de la totalité des actions ordinaires et des actions privilégiées émises et en circulation de Husky. En conséquence de la conclusion de l'arrangement avec Husky, Husky est devenue une filiale en propriété exclusive de Cenovus. Aux termes de l'arrangement avec Husky, les porteurs d'actions ordinaires de Husky ont obtenu 0,7845 action ordinaire de Cenovus (« action ordinaire ») et 0,0651 bon de souscription de Cenovus (« bon de souscription de Cenovus ») en échange de chaque action ordinaire de Husky détenue, de sorte que 788 517 905 actions ordinaires et 65 433 323 bons de souscription de Cenovus ont été émis, et les porteurs d'actions privilégiées de Husky ont échangé chaque action privilégiée de Husky contre une action privilégiée de premier

rang assortie des mêmes modalités, pour l'essentiel. 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. Dans le cadre de l'arrangement avec Husky et conformément aux lois sur les valeurs mobilières applicables, Cenovus déposera une déclaration d'acquisition d'entreprise incluant les états financiers pro forma de la société regroupée au 31 décembre 2020.

- **Reconstitution du conseil.** Simultanément à la clôture de l'arrangement avec Husky, le conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») et chaque comité du conseil ont été reconstitués, Canning K. N. Fok, Eva L. Kwok, Wayne E. Shaw et Frank J. Sixt étant nommés au conseil.

DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ

AVANT L'ARRANGEMENT AVEC HUSKY SABLES BITUMINEUX

Le secteur Sables bitumineux de Cenovus comprend la propriété exclusive des actifs productifs de Foster Creek et de Christina Lake. La société est également propriétaire de plusieurs nouveaux projets en phase initiale de développement, notamment ses projets détenus à 100 pour cent de Narrows Lake et de Telephone Lake. Le secteur Sables bitumineux comprend de plus la propriété de gaz naturel d'Athabasca de Cenovus. La totalité de la production de gaz naturel de la propriété d'Athabasca sert depuis avril 2018 de combustible pour les activités adjacentes de Foster Creek.

Au 31 décembre 2020, Cenovus disposait de droits liés au bitume visant environ 1,6 million d'acres brutes (1,6 million d'acres nettes) dans les régions d'Athabasca et de Cold Lake ainsi que du droit exclusif de prendre à bail 536 000 acres brutes supplémentaires sur le polygone de tir aérien de Cold Lake, une base militaire active.

Démarche en matière de développement

Cenovus a recours à la technologie de drainage par gravité au moyen de vapeur (« DGMV ») pour récupérer le bitume. La société n'utilise aucune technique d'extraction et n'a aucune réserve 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.

Technologie

Cenovus continue de mettre l'accent sur des technologies ciblées visant à réduire sa structure de coûts, à améliorer les marges et à réduire les émissions de gaz à effet de serre malgré une incertitude persistante entourant les prix, un avenir sombre en carbone, une importance accrue accordée aux efforts en matière de durabilité de l'entreprise et des changements réglementaires.

Foster Creek

Cenovus détient une participation directe de 100 pour cent dans Foster Creek. Foster Creek est situé sur le polygone de tir aérien de Cold Lake et possède un réservoir d'une profondeur souterraine maximale de 500 mètres. La production de Foster Creek est faite à partir de la formation McMurray 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, elle 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 des phases A à G de Foster Creek a été en moyenne de 163 210 barils par jour en 2020 (159 598 barils par jour en 2019).

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. Christina Lake est situé environ 120 kilomètres au sud de Fort McMurray, en Alberta, et possède un réservoir d'une profondeur souterraine maximale de 375 mètres. La production de Christina Lake est faite à partir de la formation McMurray et au moyen de la technologie DGMV.

La production des phases A à G de Christina Lake a été en moyenne de 218 513 barils par jour en 2020 (194 659 barils par jour en 2019). 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. La capacité prévue approuvée de la phase G est de 50 000 barils bruts par jour. Cenovus a commencé à produire de la vapeur à la phase G en 2019 et utilisait l'ensemble de l'installation en 2020.

Narrows Lake

Cenovus détient une participation directe de 100 pour cent dans Narrows Lake. Narrows Lake est situé à proximité de Christina Lake et possède un réservoir d'une profondeur souterraine maximale de 375 mètres.

En 2012, Cenovus a obtenu des organismes de réglementation l'approbation pour une capacité de production de 130 000 barils bruts par jour. En raison des faibles prix des marchandises et des écarts de prix traditionnellement élevés, Cenovus avait suspendu les nouvelles dépenses dans la construction de la phase A. Cenovus a désormais commencé la mise en valeur des ressources de Narrows Lake au moyen de l'infrastructure existante à Christina Lake.

Telephone Lake

Le terrain de Telephone Lake, dont Cenovus est l'unique propriétaire, est situé dans la région de Borealis dans le nord-est de l'Alberta, environ 90 kilomètres au nord-est de Fort McMurray, en Alberta.

Cenovus a reçu de l'Alberta Energy Regulator, vers la fin de 2014, l'approbation d'un projet de DGMV dont la capacité de production initiale est de 90 000 barils bruts par jour. La société continue d'évaluer quel pourrait être le plan de mise en valeur optimal de l'actif de Telephone Lake.

Dépenses d'investissement

En 2020, les dépenses d'investissement dans le secteur Sables bitumineux étaient de 427 millions de dollars et étaient principalement consacrées au maintien des programmes reliés à la production existante de Foster Creek et de Christina Lake ainsi qu'au programme de puits d'essai stratigraphiques aux fins de déterminer l'emplacement des plateformes d'exploitation de maintien et les agrandissements. Les autres dépenses d'investissement portaient sur la progression des initiatives clés et les coûts de développement des technologies.

CLASSIQUE

Cenovus a des actifs de pétrole brut et de gaz naturel classiques dans l'Ouest canadien, notamment des terrains non développés, des actifs de prospection et de production ainsi que les infrastructures qui s'y rattachent, en Alberta et en Colombie-Britannique. Les actifs classiques de Cenovus comprennent des terrains d'une superficie d'environ 3,6 millions d'acres nettes situés principalement dans les zones en exploitation d'Elmworth-Wapiti, de Kaybob-Edson et de Clearwater et sont assortis d'une participation directe moyenne de 75 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 milliard de pieds cubes 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.

Le 1^{er} janvier 2020, les actifs de pétrole lourd de Marten Hills ont été retirés du secteur Sables bitumineux et ajoutés au secteur classique. Au cours du quatrième trimestre de 2020, Cenovus a conclu la vente de ses actifs de pétrole lourd de Marten Hills à Headwater en contrepartie d'une combinaison d'espèces, d'actions ordinaires et de bons de souscription, tout en conservant une participation dans une redevance dérogatoire brute sur la propriété.

Elmworth-Wapiti

Cenovus est l'un des plus importants exploitants et producteurs de la zone d'Elmworth-Wapiti, située au nord-ouest de l'Alberta et au nord-est de la Colombie-Britannique. Au 31 décembre 2020, Cenovus détenait les droits de tenure à bail sur environ 1,16 million d'acres nettes dans cette zone.

Plus de 10 formations contribuent au potentiel de production de la zone d'Elmworth-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. En 2020, la production nette provenant de la zone d'Elmworth-Wapiti s'est élevée en moyenne à 30 898 barils d'équivalent pétrole par jour (31 992 barils d'équivalent pétrole par jour en 2019).

Kaybob-Edson

Au 31 décembre 2020, Cenovus détenait les droits de tenure à bail sur environ 733 602 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 encourageants réalisés par l'industrie ont révélé le potentiel en ressources de ces formations dans les terrains adjacents de Cenovus. Dans la zone de Kaybob-Edson, le traitement du gaz naturel est principalement contrôlé par des exploitants du secteur intermédiaire et d'autres sociétés pétrolières et gazières.

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. De plus, Cenovus exploite dans la zone des installations de traitement de gaz naturel, dont les installations de Peco et de Wolf. En 2020, la production nette provenant de la zone de Kaybob-Edson s'est élevée en moyenne à 29 085 barils d'équivalent pétrole par jour (34 751 barils d'équivalent pétrole par jour en 2019).

Clearwater

La zone de Clearwater est située au centre-ouest de l'Alberta, au sud de la zone de Kaybob-Edson. Au 31 décembre 2020, Cenovus détenait les droits de tenure à bail sur environ 765 136 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. En 2020, la production nette provenant de la zone de Clearwater s'est élevée en moyenne à 27 197 barils d'équivalent pétrole par jour (30 680 barils d'équivalent pétrole par jour en 2019).

Dépenses d'investissement

En 2020, des dépenses d'investissement de 78 millions de dollars dans le secteur classique visaient principalement une mise en valeur disciplinée, ce qui comprenait de maintenir des activités sécuritaires et fiables, de faire l'acquisition de données sismiques, de démarrer un programme de remise en production pour optimiser la production existante et de lancer un programme de forage axé

sur les zones de Clearwater et de Kaybob-Edson. Les dépenses d'investissement dans la zone de Kaybob-Edson visaient le forage de trois puits nets, la mise en production d'un puits net, le raccordement d'un puits net et d'autres activités visant le maintien de la production et des installations existantes. Dans la zone de Clearwater, l'accent a été mis sur le forage de trois puits nets et sur d'autres activités visant le maintien de la production et des infrastructures existantes. Dans la zone de Elmworth-Wapiti, l'accent a été mis sur les activités visant le maintien de la production et des infrastructures existantes. Les dépenses d'investissement comprenaient également des dépenses à l'égard des actifs de pétrole lourd de Marten Hills, qui ont été vendus par la suite au cours du quatrième trimestre de 2020.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Le secteur Raffinage et commercialisation de Cenovus comprend les participations que détient celle-ci en tant que non-exploitant dans les raffineries aux États-Unis et les activités de coordination des initiatives de commercialisation et de transport de celle-ci afin d'optimiser la valeur reçue pour ses produits.

Raffinage

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 le diesel, l'essence et le carburacteur, ce qui atténue la volatilité découlant des fluctuations régionales du prix du pétrole brut léger et lourd en Amérique du Nord.

Par l'intermédiaire de WRB, Cenovus a une participation de 50 pour cent dans la raffinerie de Wood River située à Roxana, en Illinois (la « raffinerie de Wood River »), et dans la raffinerie de Borger située à Borger, au Texas (la « raffinerie de Borger »). Phillips 66, société ouverte américaine non apparentée, est l'exploitant et l'associé directeur de WRB. 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. Les raffineries ont une capacité de traitement établie combinée d'environ 495 000 barils bruts par jour de pétrole brut en 2020.

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

Activités de raffinage ¹⁾	2020	2019
Capacité de pétrole brut (kb/j)	495	482
Livraison de pétrole brut (kb/j)	372	443
Pétrole lourd	149	177
Pétrole léger et moyen	223	266
Utilisation du pétrole brut (%)	75	92
Produits raffinés (kb/j)		
Essence	195	223
Distillats	127	167
Autres	63	76
Total	385	466

1) Représente la totalité des activités de raffinage de Wood River et de Borger.

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 de pipelines de pétrole brut nord-américains pour produire de l'essence, du carburant diesel, du carburacteur, des charges d'alimentation pétrochimiques ainsi que du coke de pétrole et de l'asphalte. L'essence et le carburant diesel sont transportés par pipelines aux marchés du haut du Midwest des États-Unis. D'autres produits

sont transportés par pipeline, camion, barge et wagon vers différents marchés.

En 2020, la raffinerie de Wood River a eu une capacité de traitement établie de 346 000 barils bruts par jour. En 2020, près de 57 pour cent du pétrole brut traité à la raffinerie de Wood River était du pétrole brut lourd canadien.

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 nord-américains pour produire de l'essence, du carburant diesel, du

carburéacteur ainsi que des LGN et des solvants. Les produits raffinés sont transportés par pipeline vers les marchés du Texas, du Nouveau-Mexique, du Colorado et du centre du continent aux États-Unis.

En 2020, la raffinerie de Borger a eu une capacité de traitement de pétrole brut établie de 149 000 barils bruts par jour.

Dépenses d'investissement - Raffinage

En 2020, les dépenses d'investissement combinées à la raffinerie de Wood River et à la raffinerie de Borger se sont établies à 243 millions de dollars nets, étant axées sur des projets d'amélioration du rendement, de fiabilité et d'entretien.

Commercialisation

Les activités de commercialisation de Cenovus visent à optimiser les rentrées nettes de sa production et de sa base d'actifs liés au pétrole brut, aux condensats, au gaz naturel et aux LGN.

Afin de gérer les risques de marché découlant des activités d'optimisation, Cenovus peut se livrer à des opérations financières de temps à autre. Des renseignements sur ces opérations en 2020 figurent dans les notes annexes aux états financiers consolidés annuels audités de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

Transport

Cenovus continue de miser sur des stratégies à court, à moyen et à long termes pour optimiser les rentrées nettes de sa production. Au 31 décembre 2020, Cenovus avait conclu divers engagements de transport et d'entreposage totalisant 21 milliards de dollars, dont 14 milliards de dollars visent des pipelines qui en sont à une étape d'approbation ou de construction mais ne sont pas encore en service. Avec sa capacité engagée quant à des projets de pipeline, Cenovus a une importante capacité de pipeline future potentielle vers la côte Ouest canadienne et la côte américaine du golfe du Mexique.

Le carnet d'engagements de transport de la société comprend des canalisations d'amenée en provenance de ses régions productives à destination des centres commerciaux importants en Alberta et d'importants pipelines afin d'atteindre les marchés en aval de ces centres ainsi que des conventions de transport ferroviaire, y compris des contrats avec des sociétés ferroviaires pour qu'elles transportent du pétrole brut lourd de l'Alberta à diverses destinations à la côte américaine du golfe du Mexique. Ses autres engagements de transport concernent principalement l'approvisionnement en diluants, le transport par wagons ainsi que le stockage et l'acheminement aux terminaux de volumes de produits de pétroles bruts mélangés et de condensats.

La stratégie de Cenovus en matière de transport comprend également un terminal de transport ferroviaire de pétrole brut situé à Bruderheim, en Alberta, qui est lié au réseau ferroviaire de Chemin de fer nationaux du Canada et de Chemin de fer canadien Pacifique et qui permet la livraison de pétrole brut aux importants centres de demande au Canada et aux États-Unis. En réponse à l'amélioration

des conditions des marchés, la société a levé la suspension de son programme de transport ferroviaire de pétrole brut après l'avoir suspendu temporairement au cours du deuxième trimestre de 2020. Les volumes ferroviaires chargés au terminal de Bruderheim s'établissaient en moyenne à 32 213 barils par jour (65 293 barils par jour en 2019).

Dépenses d'investissement - Commercialisation

En 2020, les dépenses d'investissement liées à la commercialisation étaient de 33 millions de dollars et mettaient l'accent sur des projets d'infrastructures de stockage.

L'ARRANGEMENT AVEC HUSKY

Conformément à l'arrangement avec Husky, Husky est devenue une filiale en propriété exclusive de Cenovus avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2021 et le demeurera jusqu'à la conclusion d'une fusion prévue des deux entités. La société regroupée poursuit ses activités sous la dénomination Cenovus et son siège demeure à Calgary, en Alberta.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur la façon dont les activités de la société regroupée ont été réorganisées et segmentées en date du 1^{er} janvier 2021, veuillez vous reporter à la rubrique « Description des activités après l'arrangement avec Husky ».

Les renseignements qui suivent décrivent l'organisation et la segmentation des activités de Husky en date du 31 décembre 2020. Les activités de Husky étaient organisées en fonction de deux segments d'activités : i) un corridor d'activités en amont et d'activités en aval intégré Canada-États-Unis (le « corridor intégré »); et ii) des activités de production extracôtière au large de la côte Est du Canada (« Atlantique ») et au large de la Chine et de l'Indonésie (« Asie Pacifique ») et, collectivement avec l'Atlantique, les « activités extracôtières »).

Corridor intégré

Les activités de Husky dans le corridor intégré englobent : i) la chaîne de valeur de pétrole brut de Lloydminster; ii) les activités dans le secteur des sables bitumineux; iii) les activités de production dans l'Ouest canadien; iv) les activités de raffinage aux États-Unis; et v) les activités dans le secteur canadien des produits raffinés.

- La chaîne de valeur de pétrole brut de Lloydminster comprend l'exploration, la mise en valeur et la production de pétrole brut lourd et de bitume, de même que la production d'éthanol. Le pétrole brut lourd mélangé et le bitume sont soit vendus directement sur le marché canadien, soit transportés en utilisant les réseaux de pipelines de Husky Midstream Limited Partnership (« HMLP ») vers le pipeline Keystone existant et d'autres pipelines afin d'être vendus sur le marché américain en aval. Le pétrole brut lourd peut être valorisé en pétrole brut

synthétique, en carburant diesel et en asphalte dans l'usine de valorisation de Husky située à Lloydminster, en Saskatchewan (l'« usine de valorisation de Lloydminster ») et dans l'installation de raffinage d'asphalte de Husky à Lloydminster, en Alberta (la « raffinerie d'asphalte de Lloydminster »). Ce secteur comprend également la commercialisation et le transport des volumes de pétrole brut lourd, de pétrole brut synthétique, d'asphalte et de produits auxiliaires que Husky produit et des volumes de ces mêmes marchandises qui sont détenus à des fins de transaction par des tiers. La vente et le transport de la production de Husky et des volumes de marchandises détenus à des fins de transaction par des tiers sont gérés par l'accès à la capacité des pipelines et des installations de stockage de tiers, tant au Canada qu'aux États-Unis. Husky est en mesure de tirer parti des écarts de prix entre les deux marchés en utilisant la capacité des infrastructures pour livrer sa production et/ou des volumes de marchandises détenus à des fins de transaction par des tiers du Canada vers le marché américain.

- Les activités dans le secteur des sables bitumineux comprennent l'exploration, la mise en valeur et la production de bitume dans le cadre du projet Sunrise Energy détenu à 50 pour cent et exploité par Husky dans la région Athabasca au nord de l'Alberta (le « projet Sunrise Energy »). Elles comprennent également la commercialisation et le transport de la production de bitume de Husky confiée en sous-traitance grâce à l'accès aux capacités des pipelines et des installations de stockage de tiers, tant au Canada qu'aux États-Unis.
- Les activités de production dans l'Ouest canadien comprennent l'exploration, la mise en valeur et la production de pétrole brut léger, du gaz naturel classique et de LGN dans l'Ouest canadien. Le gaz naturel classique et les LGN produits par Husky 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.
- Les activités de raffinage aux États-Unis comprennent le raffinage du pétrole brut à la raffinerie de pétrole brut détenue et exploitée par Husky et située à Lima, en Ohio (la « raffinerie de Lima »), une participation non exploitée dans une raffinerie de pétrole brut détenue à 50 pour cent par Husky et détenue à 50 pour cent et exploitée par BP Corporation North America Inc. (« BP ») et située à Toledo, en Ohio (la « raffinerie BP-Husky de Toledo ») et la raffinerie de pétrole brut détenue par Husky et située à Superior, au Wisconsin (la « raffinerie de Superior ») pour produire du carburant diesel, de l'essence, de l'asphalte et d'autres produits. Husky commercialise également ses propres volumes et ceux de tiers de produits pétroliers

raffinés, y compris l'essence et le carburant diesel.

- Les activités dans le secteur canadien des produits raffinés comprennent la commercialisation des volumes de Husky et des volumes de tiers de produits pétroliers raffinés, dont l'essence et le carburant diesel, par l'entremise de points de vente de pétrole.

Activités extracôtières

Les activités extracôtières de Husky englobent l'exploitation, la mise en valeur et l'exploration dans les régions de l'Asie-Pacifique et de l'Atlantique. Le prix obtenu pour la production dans la région de l'Asie-Pacifique est en grande partie fondé sur des contrats à long terme, et la production de pétrole brut de l'Atlantique est principalement déterminée par le prix du Brent.

Des renseignements supplémentaires concernant les activités de Husky au 31 décembre 2020 peuvent être obtenus dans la notice annuelle de Husky, qui est déposée et disponible sur SEDAR sous le profil de Husky, au sedar.com, et sur EDGAR, au sec.gov.

CORRIDOR INTÉGRÉ

Engagements à l'égard des pipelines de tiers

En 2010, Husky a commencé à respecter son engagement à l'égard du réseau de pipelines Keystone, qui expédie le pétrole brut canadien à partir de Hardisty, en Alberta, jusqu'à Patoka, en Illinois. Husky a la capacité d'utiliser la partie du réseau de pipelines Keystone qui se rend jusqu'à Cushing, en Oklahoma, et elle possède de la capacité garantie à long terme sur le pipeline Flanagan South et le pipeline Southern Access Extension d'Enbridge qui relie la canalisation principale d'Enbridge aux marchés de la côte américaine du golfe du Mexique et de Patoka.

En raison de l'engagement de Husky à l'égard du pipeline Keystone, la raffinerie de Lima peut accéder à d'importantes quantités de pétrole brut canadien pour combler ses besoins en charges d'alimentation de brut. Le pipeline Keystone a également permis à Husky de transporter du pétrole brut en utilisant des pipelines raccordés à la raffinerie de Lima et/ou de le vendre sur le marché de Cushing, en Oklahoma.

En 2017, Husky a acheté la raffinerie de Superior d'une capacité de 50 000 barils par jour, qui raffine du pétrole brut lourd canadien et du pétrole léger du Canada et des États-Unis. La raffinerie de Superior est située sur le réseau de pétrole brut principal d'Enbridge. À titre de vendeur et d'acheteur de pétrole brut, Husky a un accès relativement équilibré aux différents emplacements et aux diverses qualités des produits.

Chaîne de valeur de pétrole brut de Lloydminster

Développements thermiques et non thermiques

Pétrole lourd et bitume

La majeure partie des actifs de pétrole lourd de Husky sont situés dans la région de Lloydminster, en Alberta et en Saskatchewan, sur des terrains d'une superficie d'environ deux millions d'acres. Husky détient une participation directe exclusive dans la plus grande partie de ses activités. Les activités de Husky s'appuient sur un réseau d'installations et de pipelines qui transportent le pétrole brut lourd et le bitume des emplacements dans les champs de Husky jusqu'à la raffinerie d'asphalte de Lloydminster, à l'usine de valorisation de Lloydminster et aux autres actifs de Husky qui font partie du secteur du corridor intégré assurant ainsi à Husky une intégration complète.

Projets thermiques de Lloydminster

La production de bitume de Husky à Lloydminster est le fruit de 11 usines thermiques situées dans la région de Lloydminster, en Saskatchewan, soit les usines Bolney/Celtic, Dee Valley, Edam East, Edam West, Paradise Hill, Pikes Peak South, Rush Lake 1 et 2, Sandall, Spruce Lake Central et Vawn. Chaque usine compte un certain nombre de plateformes de production et a recours au procédé de DGMV. La production thermique de Lloydminster de Husky a atteint son plein rendement après un ralentissement volontaire du rendement vers la fin du premier trimestre de 2020 en réponse aux conditions des marchés. La production des projets thermiques de Lloydminster de Husky s'établissait en moyenne à 81 000 barils par jour en 2020.

Husky a un inventaire de projets thermiques. Ces projets de longue durée sont construits en fonction de designs modulaires pouvant être répétés et nécessitent peu de dépenses d'investissement pour les maintenir une fois mis en production.

Projet thermique de Tucker

Le projet thermique Tucker de Husky (le « projet thermique de Tucker ») est un projet de sables bitumineux qui a recours au procédé de DGMV et est situé à 30 kilomètres au nord-ouest de Cold Lake, en Alberta. La production de bitume à ce projet a commencé à la fin de 2006.

La production de bitume s'établissait en moyenne à 18 300 barils par jour en 2020.

Une révision importante à l'installation de traitement centrale et au champ a été réalisée en 2020.

Production à froid et récupération assistée des hydrocarbures (« RAH »)

La production tirée par Husky de ses activités de production à froid et de RAH consiste en une combinaison de technologies de production, y compris le procédé de production à froid de pétrole lourd avec sable (« CHOPS »), les puits horizontaux et les projets de RAH.

En 2020, Husky a exploité trois projets pilotes de RAH par injection de CO₂ ainsi qu'une usine de captage et de liquéfaction de CO₂ à l'usine d'éthanol de Lloydminster. Le CO₂ liquéfié sert dans le cadre du programme pilote de RAH permanent. Husky pilote également plusieurs types de technologie de captage de CO₂ à son usine de Pikes Peak South, en Saskatchewan.

En 2020, la production s'établissait en moyenne à 21 400 barils par jour de pétrole lourd, à 1 400 barils par jour de pétrole brut moyen et à 11,2 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel classique.

Activités de valorisation

Husky possède et exploite l'usine de valorisation de Lloydminster. Cette usine est conçue pour traiter une charge d'alimentation de pétrole brut lourd mélangé 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 le champ 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 81 500 barils par jour de pétrole brut synthétique, de diluant et de carburant diesel à très faible teneur en soufre.

En 2020, la production de l'usine de valorisation de Lloydminster s'est établie en moyenne à 45 872 barils par jour de pétrole brut synthétique, à 11 926 barils par jour de diluant et à 6 043 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 297 tonnes longues par jour de soufre et 774 tonnes longues par jour de coke de pétrole au cours de 2020. Ces produits sont vendus sur les marchés canadiens et internationaux.

Raffinerie d'asphalte de Lloydminster

La raffinerie d'asphalte de Lloydminster traite le pétrole brut lourd et le bitume et en fait des produits d'asphalte utilisés dans la construction et l'entretien des routes. La raffinerie a une capacité de production de 30 000 barils par jour de pétrole brut lourd et de bitume. Elle produit aussi de l'essence de distillation directe, des distillats en vrac et des produits industriels. L'essence de distillation directe est retirée et recirculée dans le réseau de pipelines de HMLP et sert de diluant de pipeline. Le flux de distillats est transféré à l'usine de valorisation de Lloydminster et traité en vue d'être mélangé au flux de mélanges synthétiques de Husky (« MSH »). Les produits industriels sont un mélange de flux de distillats moyens et légers et de gaz naturel 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 s'est établie en moyenne à 28 000 barils par jour de charge

d'alimentation en pétrole brut lourd mélangé et en bitume au cours de 2020. 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 d'épandage de l'asphalte au Canada et au nord des États-Unis. Husky 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 d'asphalte 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 d'asphalte de Lloydminster, Husky, par l'intermédiaire de sa division asphalte, compte un réseau de distribution d'asphalte qui consiste en sept terminaux d'asphalte situés à : Kamloops; en Colombie-Britannique; à Edmonton et à Lethbridge, en Alberta; à Yorkton, en Saskatchewan; à Winnipeg, au Manitoba; à Rhinelander, au Wisconsin; et à Crookston, au Minnesota; et une usine d'émulsion située à Saskatoon, en Saskatchewan. Husky commercialise aussi l'asphalte qui est exploité indépendamment dans les États de Washington, du Minnesota, du Wisconsin et de l'Ohio.

Les terminaux d'asphalte à Rhinelander, au Wisconsin, et à Crookston, au Minnesota, et les terminaux exploités par des tiers indépendants dans les États de Washington, du Minnesota, du Wisconsin et de l'Ohio font partie du segment d'activités de raffinage aux États-Unis de Husky.

Usines d'éthanol

L'usine d'éthanol de Husky à Lloydminster, en Saskatchewan, a une capacité nominale annuelle de 130 millions de litres et son usine d'éthanol de Minnedosa, au Manitoba, a une capacité nominale annuelle de 130 millions de litres. En 2020, la production d'éthanol combinée s'est établie en moyenne à 733 000 litres par jour.

Au cours de 2012, l'usine de Lloydminster a mis en service une installation de capture du CO₂. L'usine capte actuellement du CO₂ en vue de l'utiliser dans les projets de RAH autres que par méthode thermique de Husky, et l'éthanol produit à l'usine est considéré comme à faible intensité de carbone.

Husky Midstream Limited Partnership

HMLP a été créée en juillet 2016 dans le cadre de la vente de certains réseaux de collecte par pipeline en Alberta et en Saskatchewan et des terminaux Lloydminster et Hardisty. HMLP appartient à 16,25 pour cent à CKI Infrastructure Holdings Limited, à 48,75 pour cent à Power Assets Holdings Limited et à 35 pour cent à Husky qui en est l'exploitant. 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 Lloydminster de Husky, 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, accédant aux marchés par l'intermédiaire de l'usine de valorisation de Lloydminster et de la raffinerie d'asphalte de Lloydminster. Le pétrole brut lourd mélangé et le bitume 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 importantes conduites d'exportation principales. Le terminal Hardisty de Husky, dont la capacité de stockage totalise 4,9 millions de barils, agit comme carrefour de mélanges exclusifs pour le WCS. HMLP a diversifié ses activités avec la construction de l'usine de traitement de gaz d'Ansell Corser dans le centre-ouest de l'Alberta, qui a ajouté une capacité de traitement de 120 millions de pieds cubes par jour.

Sables bitumineux

Projet Sunrise Energy

Le 31 mars 2008, Husky et BP ont conclu une opération qui a créé des entreprises nord-américaines intégrées de sables bitumineux et de raffinage. Ces entreprises sont constituées d'un partenariat 50/50 aux fins de la mise en valeur du projet Sunrise Energy, exploité par Husky, et d'une société à responsabilité limitée 50/50 pour la raffinerie BP-Husky de Toledo, exploitée par BP Products North America Inc.

Le projet Sunrise Energy est un projet de sables bitumineux recourant au DGMV situé dans la région d'Athabasca du nord de l'Alberta. La production de bitume s'établissait en moyenne à environ 44 800 barils par jour (participation directe de Husky : 22 400 barils par jour) en 2020.

Projet thermique de Tucker

Le projet thermique de Tucker est un projet de sables bitumineux ayant recours au DGMV et faisant partie de la chaîne de valeur de pétrole lourd de Lloydminster. Veuillez vous reporter à la rubrique « Chaîne de valeur de pétrole lourd de Lloydminster – Développement thermique et non thermique » pour obtenir de plus amples renseignements.

Production dans l'Ouest canadien

Activités dans le Nord

Les activités dans le nord de Husky se concentrent dans le nord-ouest de l'Alberta. La production en 2020 comprenait environ 1 176 barils par jour de pétrole brut léger, 5 208 barils par jour de LGN et 148,2 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel classique. La production de gaz naturel classique est largement prédominante dans la région, avec une proportion d'environ 79 pour cent. Les principales zones d'exploitation comprennent Edson et Grande Prairie, où les activités sont axées sur les ressources gazières riches en liquides.

Les activités à Edson sont situées principalement dans le centre-ouest de l'Alberta et consistent en les zones Ansell et Galloway. La zone de ressources gazières naturelles d'Ansell est située dans la zone de

géopression des formations du Crétacé, et Husky détient une participation directe de 95 pour cent en moyenne dans environ 177 sections nettes de terrains contigus. Depuis 2012, la production tirée des zones Ansell et Galloway a doublé et, en 2020, elle s'élevait en moyenne à 1 420 barils par jour de LGN et à 100,1 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel classique.

Les activités à Grande Prairie sont situées principalement dans le nord-ouest de l'Alberta et portent principalement sur les zones Wembley, Kakwa et Wapiti. En 2020, la production de Grande Prairie s'est élevée en moyenne à 1 170 barils par jour de pétrole brut léger, à 3 794 barils par jour de LGN et à 48,1 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel classique. La zone de ressources de gaz naturel classique riches en liquides de Kakwa Spirit River a produit en moyenne 36 barils par jour de pétrole brut léger, 1 861 barils par jour de LGN et 27,8 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel classique en 2020. La zone de Wapiti a produit en moyenne 976 barils par jour de LGN et 3,8 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel classique en 2020.

Activités dans le Sud

Les activités dans le sud de Husky sont situées principalement dans le centre et le sud de l'Alberta. Au 31 décembre 2020, Husky exploitait trois installations de gaz naturel et comptait environ 600 puits actifs dans la région. En 2020, la production s'élevait en moyenne à 265 barils par jour de pétrole brut léger, à 1 500 barils par jour de LGN et à 23,1 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel classique.

Activités à Rainbow Lake

La région de Rainbow Lake, située à environ 900 kilomètres au nord-ouest d'Edmonton, en Alberta, est l'emplacement de la plus grande entreprise de production de pétrole brut léger de Husky dans l'Ouest canadien. En 2020, la production provenant des actifs de la région de Rainbow Lake s'est établie en moyenne à 4 286 barils par jour de pétrole brut léger, à 3 500 barils par jour de LGN et à 78,7 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel classique.

Husky 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.

Produits raffinés canadiens

Réseau de vente au détail et commercial

Au 31 décembre 2020, le réseau de vente au détail et commercial de Husky comprenait 546 points de vente de produits pétroliers exploités de façon indépendante sous les enseignes Husky et Esso. Le modèle d'exploitation au détail et commercial de Husky offre un équilibre entre les emplacements appartenant à Husky 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 pays, alors que les distributeurs de Husky offrent des ventes directes aux marchés commercial et agricole dans les provinces des Prairies.

Activités de raffinage aux États-Unis

Raffinerie de Lima

La raffinerie de Lima a une capacité de production de pétrole brut de 175 000 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.

Au cours de 2020, la production totale à la raffinerie de Lima s'est établie en moyenne à 140 000 barils par jour. La production était constituée en moyenne de 68 000 barils par jour d'essence, de 53 000 barils par jour de distillats totaux et de 19 000 barils par jour d'autres produits.

La raffinerie est conçue pour traiter jusqu'à 40 000 barils par jour de pétrole brut lourd de l'Ouest canadien et pour alterner entre une charge d'alimentation en pétrole brut léger et une charge d'alimentation en pétrole brut lourd.

Raffinerie BP-Husky de Toledo

La raffinerie BP-Husky de Toledo de Husky a une capacité nominale de 160 000 barils par jour. Les produits de la raffinerie comprennent l'essence à faible teneur en soufre, le carburant diesel à très faible teneur en soufre, les carburants aviation et des sous-produits.

En 2020, la quote-part de Husky de la production totale a atteint 65 400 barils par jour en moyenne, sa quote-part de la vente d'essence, 38 900 barils par jour en moyenne, sa quote-part des distillats, 20 100 barils par jour en moyenne et sa quote-part des autres carburants et charges d'alimentation, 9 600 barils par jour en moyenne.

Raffinerie de Superior

Le 8 novembre 2017, Husky a acquis la raffinerie de Superior, dont la capacité de production autorisée s'élève à 50 000 barils par jour et la capacité opérationnelle s'établit à 49 000 barils par jour selon sa gamme de produits bruts au moment de l'acquisition. La raffinerie produit des carburants et de l'asphalte à

partir de pétrole brut léger et lourd provenant du Dakota du Nord et de l'Ouest canadien.

La raffinerie compte aussi 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, au Minnesota, dont la capacité de stockage s'élève à 200 000 barils; le terminal maritime de Duluth, à Duluth, au Minnesota, dont la capacité de stockage est de 14 000 barils; le terminal de Rhinelander, à Rhinelander, au Wisconsin, dont la capacité de stockage est de 166 000 barils; et le terminal de Crookston, à Crookston, au Minnesota, dont la capacité de stockage est de 156 000 barils.

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. En 2019, la démolition, les travaux de préparation de l'emplacement et l'obtention de permis ont été menés à bien, et les travaux de reconstruction ont commencé. La reconstruction est en cours, et Cenovus prévoit récupérer une grande partie de cet investissement grâce à son assurance contre les dommages matériels.

ACTIVITÉS EXTRACÔTIÈRES

Asie-Pacifique

Chine

Projet gazier Liwan

Le projet gazier Liwan comprend les découvertes de gaz naturel classique dans les champs Liwan 3-1, Lihua 34-2 et Lihua 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, à environ 300 kilomètres au sud-est de la Région administrative spéciale de Hong Kong.

Husky détient une participation directe de 49 pour cent dans les champs Liwan 3-1 et Lihua 34-2 et une participation directe de 75 pour cent dans le champ Lihua 29-1, et China National Offshore Oil Corporation Limited (« CNOOC ») détient des participations directes de 51 pour cent et de 25 pour cent, respectivement, dans ceux-ci.

Au cours du troisième trimestre de 2020, les travaux de construction ont été achevés dans le champ Lihua 29-1, le troisième champ pétrolifère en eaux profondes du projet gazier Liwan. La production de gaz a commencé en novembre 2020 et les ventes ont été lancées au cours du même mois. L'installation du projet de sept puits sous-marins a été achevée et utilise le réseau de collecte de gaz de Liwan existant et les installations situées dans la plateforme centrale ainsi que l'usine de gaz de Gaolan située sur la côte. L'acheteur a commencé à recevoir 40 millions de pieds cubes par jour le 4 novembre 2020.

En 2020, les ventes de gaz provenant des champs Liwan 3-1, Lihua 34-2 et Lihua 29-1 ont totalisé en

moyenne 366 millions de pieds cubes par jour, 34 millions de pieds cubes par jour et 6 millions de pieds cubes par jour, respectivement. En 2020, la quote-part de la participation directe de Husky dans la production provenant des trois champs a atteint 201 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel classique et 8 600 barils par jour de LGN.

Bloc 15/33

En décembre 2015, Husky a signé un contrat de partage de production (« CPP ») visant un bloc d'exploration au large des côtes de la Chine. Le bloc 15/33 est situé dans le bassin exutoire de la rivière des Perles de la mer de Chine méridionale, à environ 140 kilomètres au sud-est de la Région administrative spéciale de Hong Kong, et couvre une superficie de 155 kilomètres carrés à une profondeur d'environ 80 à 100 mètres. Husky est l'exploitant du bloc pendant la phase d'exploration et détient une participation exclusive dans celui-ci. Si une découverte de ressources exploitables est faite, son partenaire, CNOOC, pourrait prendre en charge une participation directe d'au plus 51 pour cent pendant la phase de mise en valeur et de production en payant sa quote-part de l'ensemble des coûts de mise en valeur. Aux termes du CPP, la quote-part de CNOOC dans les frais d'exploration doit être recouverte de la production attribuée à Husky.

Au cours du troisième trimestre de 2020, Husky et CNOOC ont signé une convention visant la prolongation de la deuxième phase de la période d'exploration du contrat de pétrole jusqu'au 31 décembre 2021.

Bloc 16/25

En avril 2017, Husky a signé un CPP visant un bloc d'exploration au large des côtes de la Chine. Le bloc 16/25 est situé dans le bassin exutoire de la rivière des Perles de la mer de Chine méridionale, 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. Ce bloc couvre une superficie de 44 kilomètres carrés à une profondeur d'environ 85 à 100 mètres.

En 2020, Husky 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 30 avril 2022, le puits d'exploration obligatoire restant devant être construit dans une zone convenue par les deux parties. La zone initiale du contrat prévue par le contrat de pétrole du bloc 16/25 a fait l'objet d'une renonciation conformément aux modalités de la convention de modification.

Blocs 22/11 et 23/07

Husky et CNOOC ont signé deux CPP pour les blocs 22/11 et 23/07 dans la région du golfe de Tonkin dans la mer de Chine méridionale au cours de la première moitié de 2018. Husky est l'exploitant des deux blocs et détient une participation exclusive pendant la phase d'exploration. Si une découverte de ressources exploitables est faite, CNOOC, son partenaire, pourrait prendre en charge une participation d'au plus 51 pour cent dans l'un ou

l'autre des blocs ou les deux pour les phases de mise en valeur et de production. Husky est passée à la deuxième phase d'exploration de deux ans pour le bloc 23/07 et s'est engagée à forer un puits d'exploration avant le 30 novembre 2021. Le bloc 22/11 a fait l'objet d'une renonciation en 2020.

Taiwan

En décembre 2012, Husky a signé une convention de coentreprise avec CPC Corporation, la société pétrolière et gazière nationale de Taïwan. Husky et CPC Corporation ont des droits sur un bloc d'exploration d'une superficie d'environ 7 700 kilomètres carrés situé dans la mer de Chine méridionale, au sud-ouest de l'île de Taïwan. Husky détient une participation directe de 75 pour cent pendant la phase d'exploration, tandis que CPC Corporation détient la participation restante de 25 pour cent et a le droit de participer au programme de mise en valeur jusqu'à concurrence d'une participation de 50 pour cent.

Indonésie

Détroit de Madura

Husky détient une participation de 40 pour cent dans la coentreprise qui détient le CPP du détroit de Madura couvrant une superficie d'environ 622 000 acres (2 516 kilomètres carrés) dans la zone du détroit de Madura, située au large du Java oriental, en Indonésie. Les deux partenaires de Husky dans la coentreprise constituée en personne morale sont CNOOC, qui en est l'exploitant contractuel et détient une participation directe de 40 pour cent, et Samudra Energy Ltd., qui détient la participation restante de 20 pour cent par l'intermédiaire d'un membre de son groupe, SMS Development Ltd. Le détroit de Madura comprend le champ BD, qui est en exploitation, et les champs MDA, MBH, MDK et MAC, qui seront mis en valeur dans le futur.

En 2020, les ventes totales du champ BD se sont élevées en moyenne à 86 millions de pieds cubes par jour de gaz et à 6 000 barils par jour de liquides connexes. La quote-part de la participation directe de Husky dans la production était de 34 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel classique et de 2 400 barils par jour de LGN en 2020.

Atlantique

Le programme d'exploration et de mise en valeur de Husky 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 (« TNL »). Le bassin Jeanne d'Arc englobe les champs Hibernia, Terra Nova et Hebron, ainsi que le champ White Rose et les expansions satellites, y compris North Amethyst, West White Rose et South White Rose. Dans le bassin Flemish Pass, Husky détient une participation directe sans exploitation de 35 pour cent dans chacune des découvertes Bay du Nord, Bay de Verde, Baccalieu, Harpoon et Mizzen. Husky est l'exploitant du champ White Rose et des expansions satellites et détient une participation dans le champ Terra Nova, ainsi que dans un certain nombre de petits champs non mis en valeur. Husky possède

également une importante superficie d'exploration au large de TNL.

Le champ White Rose est situé à 354 kilomètres au large de la côte de TNL et à environ 48 kilomètres à l'est du champ Hibernia, dans le flanc est du bassin Jeanne d'Arc. Husky est l'exploitant du champ principal White Rose et des raccords satellites, dont les expansions North Amethyst, West White Rose et South White Rose. Husky détient une participation directe de 72,5 pour cent dans le champ principal et une participation directe de 68,875 pour cent dans les expansions satellites. À ce jour, la production a été facilitée par des raccordements sous-marins à des puits forés de façon indépendante par des centres de forage et raccordés par des conduites d'écoulement à l'unité flottante de production, de stockage et de déchargement en mer SeaRose.

La quote-part revenant à Husky de la production de pétrole brut léger à partir du champ White Rose et des expansions satellites a été de 17 600 barils par jour (participation directe de Husky) en 2020.

En mai 2017, Husky et ses coentrepreneurs ont annoncé qu'ils projetaient de développer intégralement le champ à West White Rose à l'aide d'une plateforme de forage fixe. Les principaux travaux de construction ont été suspendus en mars 2020 en raison de la situation de COVID-19. En octobre 2020, Husky a annoncé le maintien de la suspension visant la construction de la structure à embase-poids en béton dans Argentinia, à TNL.

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS APRÈS L'ARRANGEMENT AVEC HUSKY

La direction en est à finaliser l'établissement des segments d'exploitation et des segments à présenter de la société à la suite de l'arrangement avec Husky. Il est prévu que les activités de la société seront réalisées principalement par l'intermédiaire d'un segment d'activités en amont et en aval. La direction continue d'évaluer comment les segments pourraient être présentés et prendra une décision finale au cours du premier trimestre de 2021.

Les activités en amont devraient être déclarées comme suit :

- Le secteur Sables bitumineux, qui comprend la mise en valeur et la production de pétrole lourd et de bitume dans le nord-est de l'Alberta et de la Saskatchewan. Les actifs de sables bitumineux de Cenovus comprennent les projets de sables bitumineux de Foster Creek, de Christina Lake, de Sunrise et de Tucker, ainsi que les actifs de récupération assistée des hydrocarbures, de production à froid et de production thermique de Lloydminster.
- Le secteur classique, qui comprend les activités de production de gaz naturel et de pétrole classique, y compris les opérations de traitement dans la zone Deep Basin et d'autres régions de l'Ouest canadien.
- Le secteur extracôtier, qui comprend les activités extracôtières et les activités d'exploration et de

mise en valeur dans la région Asie-Pacifique et dans la région du Canada Atlantique.

Les activités en aval devraient être déclarées comme suit :

- La fabrication au Canada, qui comprend l'usine de valorisation et la raffinerie d'asphalte de Lloydminster détenues et exploitées par Cenovus, le terminal de transport ferroviaire de pétrole brut détenu et exploité par Cenovus et deux usines d'éthanol.
- Le commerce de détail, qui comprend les canaux de distribution de gros, commerciaux et de détail au Canada.
- La fabrication aux États-Unis, qui comprend les activités aux États-Unis des raffineries en propriété exclusive de Lima et de Superior, des raffineries détenues en coentreprise de Wood River et de Borger, exploitées par Phillips 66, et la raffinerie détenue en coentreprise de Toledo, exploitée par BP Products North America Inc.

CONCURRENCE

Une forte concurrence existe dans tous les aspects de l'industrie de l'énergie. Pour obtenir de plus amples renseignements sur la concurrence à laquelle Cenovus doit faire face, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque – Risque d'exploitation » du rapport de gestion annuel de 2020 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle.

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 et locaux dans les territoires dans lesquels Cenovus exerce ses activités, ainsi que des conventions internationales (collectivement, la « réglementation environnementale »). 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 l'environnement » du rapport de gestion annuel de 2020 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle.

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 et tous les employés de la société, ainsi

que par les entrepreneurs et les fournisseurs qui mènent des activités pour Cenovus ou en son nom. Les personnes physiques assujetties au Code sont chargées de les appliquer à leur propre conduite et à leur propre travail. Chaque employé, dirigeant et administrateur est également prié d'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 : a) les valeurs et la réputation de Cenovus, b) l'utilisation responsable de l'information, c) les comportements intègres; d) le respect des lois et règlements, et e) la communication de violations du Code.

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 : a) le leadership et la gouvernance; b) les droits de la personne; c) l'environnement; d) l'engagement envers les parties intéressées; e) l'engagement envers les autochtones; et f) la participation à la collectivité et l'engagement envers celle-ci.

De façon plus particulière, 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 intéressées; de faire un suivi d'une vaste gamme de mesures environnementales et de produire des déclarations à cet égard; et de s'engager à limiter son impact sur le climat, l'air, la terre et l'eau en investissant dans la technologie, en améliorant continuellement les pratiques d'exploitation et en collaborant avec des tiers pour trouver des solutions novatrices en vue de minimiser l'impact 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 mener ses affaires en faisant preuve de respect et d'attention envers les personnes et les collectivités touchées par ses activités, soulignant l'engagement de la société à l'égard de la santé et de la sécurité et son adhésion aux principes de la Déclaration universelle des droits de l'homme; de mobiliser les parties intéressées, dont les collectivités autochtones, dans un esprit d'honnêteté, de confiance et de respect; et d'établir et d'entretenir des relations positives avec les collectivités au sein desquelles Cenovus exerce ses activités, notamment

en offrant des occasions qui aident les collectivités voisines à profiter des avantages que procure la mise en valeur responsable des ressources de pétrole et de gaz naturel et en s'efforçant de créer des répercussions positives tant pour les collectivités que pour l'entreprise de Cenovus par l'intermédiaire de programmes d'investissement communautaire.

Outre le Code et la politique en matière de durabilité, Cenovus a établi d'autres politiques et pratiques qui se rapportent dans certains cas aux aspects environnementaux et/ou sociaux de ses activités. Les parties intéressées, 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 sur les facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance de Cenovus (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 intéressées.

EMPLOYÉS

Le tableau qui suit résume la répartition des employés équivalents temps plein (« ETP ») de Cenovus au 31 décembre 2020 :

	Employés ETP
En amont	1 415
En aval	109
Entreprise	889
Total	2 413

Cenovus retient également les services d'entrepreneurs et de fournisseurs de services. Au 31 décembre 2020, Husky comptait 4 598 employés ETP. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion annuel de 2020 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle, 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 2020 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle.

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 2020, les réserves de la société étaient situées en Alberta et en Colombie-Britannique, au Canada. 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 96 pour cent des réserves prouvées de Cenovus, toutes situées en Alberta, et GLJ a évalué environ 4 pour cent des réserves prouvées de

la société, situées en Alberta et en Colombie-Britannique.

Le comité de la sécurité, de l'environnement, de la responsabilité et des réserves (le « comité SERR »), 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 SERR rencontre de façon indépendante la direction de Cenovus et chaque ERQI dans le but de déterminer si on leur a imposé des restrictions limitant leur capacité de fournir un rapport sur les données relatives aux réserves sans restriction. De plus, le comité SERR examine les données relatives aux réserves et le rapport des ERQI sur celles-ci, fournit au conseil une recommandation concernant l'approbation de l'information relative aux réserves.

La classification des réserves comme des réserves prouvées ou probables ne constitue qu'un effort de

définition du niveau de certitude associé aux estimations. Il existe de nombreuses incertitudes inhérentes à l'estimation des quantités de réserves de pétrole. Il ne faut pas tenir pour acquis que les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs présentés dans les tableaux qui suivent représentent la juste valeur marchande des réserves. Rien ne garantit que les prix prévus et les hypothèses relatives aux coûts deviendront réalité, et les écarts pourraient être importants. Les lecteurs devraient lire les définitions et les renseignements figurant aux rubriques « Notes supplémentaires sur les tableaux des données relatives aux réserves », « Définitions » et « Hypothèses de prix » à la lumière l'information relative aux réserves. Les estimations des réserves fournies aux présentes sont des estimations uniquement, et rien ne garantit que les réserves estimatives seront récupérées. Les réserves réelles pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations communiquées. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion annuel de 2020 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle, 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 8 février 2021, avec prise d'effet le 31 décembre 2020. McDaniel a préparé les renseignements en date du 19 janvier 2021 et GLJ a préparé les renseignements en date du 6 janvier 2021. En ce qui concerne certaines données relatives aux réserves, de l'information supplémentaire est communiquée pour indiquer les effets prévus de l'arrangement avec Husky – se reporter à la rubrique « Modifications prévues des réserves – Arrangement avec Husky ». Pour certaines catégories de « Autres renseignements relatifs aux activités pétrolières et gazières », des renseignements supplémentaires sont fournis pour indiquer les effets prévus de l'arrangement avec Husky, lesquels renseignements sont assortis d'une mention selon laquelle ils comprennent de l'information provenant de Husky. Des renseignements supplémentaires concernant Husky et ses données relatives aux réserves et autres renseignements relatifs aux activités pétrolières et gazières au 31 décembre 2020 peuvent être obtenus dans la notice annuelle et le rapport de gestion de Husky, qui sont tous deux déposés et disponibles sur SEDAR, sous le profil de Husky, au sedar.com, et sur EDGAR, au sec.gov.

DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES

Les données relatives aux réserves présentées résumant les réserves de bitume, de pétrole brut lourd, de pétrole léger et moyen, de LGN, de gaz naturel classique et de gaz de schiste de la société et ses réserves totales, ainsi que 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. Aux fins de la présente rubrique et de la rubrique « Modifications prévues des réserves – Arrangement avec Husky », la mention « société » s'entend de Cenovus Energy Inc.

Sommaire de la participation de la société dans les réserves de pétrole et de gaz au 31 décembre 2020

(Prix et coûts prévisionnels)

	Bitume (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ²⁾ (Gpi ³⁾	Total (Mbep)
Avant redevances¹⁾					
Réserves prouvées					
Développées exploitées	765	7	40	790	943
Développées inexploitées	199	-	1	18	203
Non développées	3 848	-	9	157	3 884
Réserves prouvées	4 812	7	50	965	5 030
Réserves probables	1 520	6	31	601	1 656
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	6 332	13	81	1 566	6 686

	Bitume ⁴⁾ (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ²⁾ (Gpi ³⁾	Total (Mbep)
Après redevances³⁾					
Réserves prouvées					
Développées exploitées	604	6	33	745	768
Développées inexploitées	156	-	1	17	160
Non développées	2 999	-	8	149	3 032
Réserves prouvées	3 759	6	42	911	3 960
Réserves probables	1 115	5	27	561	1 240
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	4 874	11	69	1 472	5 200

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

2) Comprend du gaz de schiste non substantiel représentant moins de 1 % des réserves totales de réserves de gaz naturel classique prouvées et probables.

- 3) Comprend les réserves attribuables aux droits de redevances.
 4) Comprend du pétrole brut lourd non substantiel représentant moins de 1 % des réserves totales de bitume prouvées et probables.

Sommaire de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs au 31 décembre 2020

(Prix et coûts prévisionnels)

Avant charges d'impôts	Au taux d'actualisation par année (en millions de dollars)					Valeur unitaire au taux d'actualisation de 10 % ¹⁾ \$/bep
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	
Réserves prouvées						
Développées exploitées	11 486	12 182	10 814	9 517	8 464	14,09
Développées inexploitées	4 215	3 155	2 440	1 938	1 572	15,30
Non développées	83 708	30 790	14 080	7 530	4 478	4,64
Réserves prouvées	99 409	46 127	27 334	18 985	14 514	6,90
Réserves probables	46 804	11 424	4 576	2 621	1 807	3,69
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	146 213	57 551	31 910	21 606	16 321	6,14

Après charges d'impôts ²⁾	Au taux d'actualisation par année (en millions de dollars)				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
Réserves prouvées					
Développées exploitées	9 143	10 201	9 229	8 196	7 333
Développées inexploitées	3 267	2 437	1 880	1 490	1 208
Non développées	64 765	23 546	10 578	5 550	3 230
Réserves prouvées	77 175	36 184	21 687	15 236	11 771
Réserves probables	36 095	8 724	3 488	1 999	1 377
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	113 270	44 908	25 175	17 235	13 148

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

2) Les valeurs ont été calculées en tenant compte des comptes existants et de la situation fiscale de Cenovus et de ses filiales dans l'évaluation consolidée des terrains pétroliers et gaziers de Cenovus et tiennent compte de la réglementation fiscale actuelle fédérale et provinciale. 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 2020.

Produits des activités ordinaires nets futurs totaux (non actualisés) au 31 décembre 2020

(Prix et coûts prévisionnels – en millions de dollars)

Catégorie de réserves	Produits	Redevances	Charges d'exploitation	Frais de développement	Coûts d'abandon et de remise en état totaux ¹⁾	Produits des activités ordinaires nets futurs avant charges d'impôts futurs		Produits des activités ordinaires nets futurs après charges d'impôts futurs	
						Charges d'impôts futurs	Charges d'impôts futurs	Charges d'impôts futurs	Charges d'impôts futurs
Réserves prouvées	258 732	57 269	62 975	32 576	6 503	99 409	22 234	77 175	77 175
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	372 906	86 837	84 905	47 597	7 354	146 213	32 943	113 270	113 270

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 2020

(Prix et coûts prévisionnels)

Catégorie de réserves	Types de produits	Produits des activités ordinaires nets futurs avant charges d'impôts	Valeur unitaire au taux d'actualisation de 10 % par année ¹⁾
		(au taux d'actualisation de 10 % par année) (en millions de dollars)	(\$/bep)
Réserves prouvées	Bitume ²⁾	26 834	7,14
	Pétrole léger et moyen ³⁾	60	4,61
	Gaz naturel classique ⁴⁾	440	2,34
	Total	27 334	6,90
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	Bitume ²⁾	30 863	6,33
	Pétrole léger et moyen ³⁾	124	4,87
	Gaz naturel classique ⁴⁾	923	3,07
	Total	31 910	6,14

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 a regroupé 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 barils d'équivalent pétrole estimatifs et les tableaux.

Définitions

1. **Après redevances** désigne les volumes après déduction des redevances et incluent les réserves attribuables aux droits de redevances.
2. **Avant redevances** désigne les volumes avant déduction des redevances et excluent les réserves attribuables aux droits de redevances.
3. **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.
4. **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.
5. **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.
6. **Indice de durée de vie des réserves prouvées et probables** désigne la participation de la société avant redevances des réserves prouvées et probables divisée par la production attribuable à la participation de la société avant redevances.
7. **Réserves** désigne les quantités restantes estimatives de pétrole brut et de gaz naturel et de substances connexes que l'on prévoit pouvoir

recupérer 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

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 (« Sproule ») 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 2021. Les taux d'inflation prévisionnels ont été appliqués uniformément aux prix au-delà de l'intervalle des prévisions et à tous les frais futurs. Pour connaître les prix antérieurs réalisés au cours de 2020, 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 et liquides				Gaz naturel		
	WTI à Cushing Oklahoma (\$ US/b)	Prix au pair à Edmonton 40 API (\$ CA/b)	Western Canadian Select (\$ CA/b)	Edmonton C5+ (\$ CA/b)	Prix du gaz AECO (\$ CA/MBTU)	Taux d'inflation (%/année)	Taux de change (\$ US/\$ CA)
2021	47,17	55,76	44,63	59,24	2,78	0,0	0,7683
2022	50,17	59,89	48,18	63,19	2,70	1,3	0,7650
2023	53,17	63,48	52,10	67,34	2,61	2,0	0,7633
2024	54,97	65,76	54,10	69,77	2,65	2,0	0,7633
2025	56,07	67,13	55,19	71,18	2,70	2,0	0,7633
2026	57,19	68,53	56,29	72,61	2,76	2,0	0,7633
2027	58,34	69,95	57,42	74,07	2,81	2,0	0,7633
2028	59,50	71,40	58,57	75,56	2,86	2,0	0,7633
2029	60,69	72,88	59,74	77,08	2,92	2,0	0,7633
2030	61,91	74,34	60,93	78,62	2,98	2,0	0,7633
2031	63,15	75,83	62,15	80,19	3,04	2,0	0,7633
2032+	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	2,0	0,7633

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 pour les années indiquées :

Catégorie de réserves (en millions de dollars)	2021	2022	2023	2024	2025	Reste	Total
Réserves prouvées	340	457	886	821	630	29 442	32 576
Réserves prouvées et probables	378	501	890	826	652	44 350	47 597

Cenovus croit que les soldes 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 de la participation de la société avant les redevances sur les réserves attribuables au bitume, au pétrole brut lourd, au pétrole léger et moyen, aux LGN, au gaz naturel classique et au gaz de schiste pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, présenté en fonction des prix et des coûts prévisionnels.

Prouvées	Bitume¹⁾ (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique²⁾ (Gpi ³⁾)	Total (Mbep)
31 décembre 2019	4 826	9	60	1 242	5 103
Extensions et récupération améliorée	4	-	1	10	6
Découvertes	-	-	-	-	-
Révisions techniques	131	-	(3)	(126)	108
Facteurs économiques	-	-	(2)	(37)	(9)
Acquisitions	-	-	1	18	3
Sorties d'actifs	(8)	-	-	-	(8)
Production ³⁾	(141)	(2)	(7)	(142)	(173)
31 décembre 2020	4 812	7	50	965	5 030

Probables	Bitume¹⁾ (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique²⁾ (Gpi ³⁾)	Total (Mbep)
31 décembre 2019	1 594	8	37	783	1 768
Extensions et récupération améliorée	(4)	1	-	4	(2)
Découvertes	-	-	-	-	-
Révisions techniques	(50)	(2)	(4)	(155)	(83)
Facteurs économiques	-	(1)	(2)	(35)	(8)
Acquisitions	-	-	-	4	1
Sorties d'actifs	(20)	-	-	-	(20)
Production ³⁾	-	-	-	-	-
31 décembre 2020	1 520	6	31	601	1 656

Prouvées et probables	Bitume¹⁾ (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique²⁾ (Gpi ³⁾)	Total (Mbep)
31 décembre 2019	6 420	17	97	2 025	6 871
Extensions et récupération améliorée	-	1	1	14	4
Découvertes	-	-	-	-	-
Révisions techniques	81	(2)	(7)	(281)	25
Facteurs économiques	-	(1)	(4)	(72)	(17)
Acquisitions	-	-	1	22	4
Sorties d'actifs	(28)	-	-	-	(28)
Production ³⁾	(141)	(2)	(7)	(142)	(173)
31 décembre 2020	6 332	13	81	1 566	6 686

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 FCCCL aux fins de la production de vapeur, mais ne comprend pas la production attribuable aux droits de redevances.

Les réserves prouvées ainsi que les réserves prouvées et probables de bitume ont diminué de 14 millions de barils et de 88 millions de barils, respectivement, car les ajouts liés à la performance accrue dans le secteur Sables bitumineux ont été plus que compensés par la vente des actifs de pétrole lourd de Marten Hills et par la production de l'exercice.

Les réserves prouvées ainsi que les réserves prouvées et probables de pétrole léger et moyen ont diminué de deux millions de barils et de quatre millions de barils, respectivement, car les ajouts mineurs ont été largement contrebalancés par les révisions techniques attribuées à des mises à jour du plan de mise en valeur du secteur classique, par des facteurs économiques en raison de la baisse des prix des produits et par la production de l'exercice.

Les réserves prouvées ainsi que les réserves prouvées et probables de LGN ont baissé de 10 millions de barils et de 16 millions de barils, respectivement, car les ajouts mineurs et une acquisition mineure ont été plus que compensés par les réductions causées par les révisions techniques attribuées à des mises à jour du plan de mise en valeur du secteur classique, par des facteurs économiques en raison de la baisse des prix des produits et par la production de l'exercice.

Les réserves prouvées et les réserves prouvées et probables de gaz naturel classique ont diminué de 277 milliards de pieds cubes et de 459 milliards de pieds cubes, respectivement, car les ajouts attribués à la mise en valeur du secteur classique et les acquisitions mineures ont été plus que compensés par les réductions causées par les révisions techniques attribuées à des mises à jour du plan de mise en valeur du secteur classique, par des facteurs économiques en raison de la baisse des prix des produits 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.

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 à la fin de l'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin de l'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin de l'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin de l'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin de l'exercice
2018	197	3 986	1	1	7	15	159	324	233	4 056
2019	37	3 827	-	1	2	10	30	208	43	3 873
2020	99	3 848	-	-	1	9	16	157	103	3 884

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 à la fin de l'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin de l'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin de l'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin de l'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin de l'exercice
2018	30	1 502	2	2	15	25	365	619	108	1 632
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

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

À la fin de 2020, Cenovus avait des réserves prouvées non développées de bitume de 3 848 millions de barils avant redevances, soit environ 80 pour cent du total des réserves prouvées de bitume de la société. De ses 1 520 millions de barils de réserves probables de bitume, 1 407 millions de barils, ou environ 93 pour cent, ne sont pas développés. Aux fins de la présente évaluation, il est prévu que les réserves seront récupérées au moyen de la technologie de DGMV.

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 la formation de McMurray 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, toutes les approbations légales et réglementaires doivent avoir été obtenues, les approbations de financement de l'exploitant doivent être en place et un calendrier de développement raisonnable doit être mis au point. 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 si le nombre de puits forés devient inférieur aux exigences relatives aux puits stratigraphiques pour les réserves prouvées et les réserves probables, ou si les réserves sont situées à l'extérieur d'une zone approuvée dans les plans de mise en valeur, mais à l'intérieur d'une zone de projet approuvée. 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.

La mise en valeur des réserves prouvées et probables non développées de Foster Creek et Christina Lake 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. La mise en valeur 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 2026. La production 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 21 ans.

Pétrole léger et moyen, LGN et gaz naturel classique

Les réserves prouvées non développées et les réserves prouvées et probables non développées associées aux actifs classiques de Cenovus représentent environ un et deux pour cent des réserves prouvées et des réserves prouvées et probables de la société, respectivement. 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.

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 2020 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle. Pour consulter un exposé des facteurs de risque et des incertitudes touchant les données sur les réserves de Husky, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion de Husky.

MODIFICATIONS PRÉVUES DES RÉSERVES – ARRANGEMENT AVEC HUSKY

Les données pro forma sur les réserves présentées dans la présente notice annuelle présentent les réserves brutes prévues de Cenovus au 31 décembre 2020, après avoir donné effet à l'arrangement avec Husky, comme si l'opération s'était conclue le 31 décembre 2020. Cenovus n'a pas rédigé de rapport des réserves consolidées pour les actifs combinés de Cenovus et de Husky et n'a pas retenu les services d'un évaluateur de réserves indépendant pour la production d'un tel rapport en conformité avec le Règlement 51-101.

Cenovus et Husky ont utilisé des méthodes différentes pour l'estimation des renseignements relatifs à leurs réserves pour l'exercice clos le 31 décembre 2020. Cenovus a retenu les services de deux ERQI, McDaniel et GLJ, pour évaluer la totalité de ses réserves prouvées et probables et rédiger des rapports à cet égard. Les estimations des services de pétrole et de gaz de Husky ont toutes été préparées par des évaluateurs de réserves internes qualifiés au moyen d'un procédé officiel de détermination, d'approbation et de comptabilisation des réserves et ne font pas partie des données relatives aux réserves de Cenovus en date du 31 décembre 2020. Aux fins de la communication des réserves de Husky conformément au Règlement 51-101 dans la notice annuelle de Husky, les services de Sproule ont été retenus par Husky pour la préparation d'un audit complet et d'un examen de la totalité des estimations des réserves de pétrole et de gaz de Husky. Le cabinet Sproule a formulé une opinion indiquant que les réserves prouvées et probables établies à l'interne par Husky et la valeur actualisée nette fondée sur les hypothèses des prix prévisionnels et constants étaient, dans l'ensemble, raisonnables et qu'elles avaient été préparées conformément aux pratiques généralement reconnues en matière d'ingénierie et d'évaluation de pétrole et de gaz, telles qu'énoncées dans le manuel COGE. Le conseil de Cenovus n'a pas examiné de façon indépendante les processus et procédures de Husky en ce qui a trait à la détermination, à l'approbation et à la comptabilisation des estimations des réserves de Husky et s'est fié à l'opinion d'audit de Sproule quant au caractère raisonnable des estimations des réserves de Husky au 31 décembre 2020 et à l'examen et à l'approbation de cet audit par Husky.

En conséquence, les réserves réelles de Cenovus (après avoir donné effet à l'arrangement avec Husky), si elles étaient calculées au 31 décembre 2020 par un évaluateur de réserves indépendant conformément au Règlement 51-101, pourraient différer des renseignements relatifs aux réserves présentés dans la présente notice annuelle pour nombre de raisons, et ces différences pourraient être importantes. Des renseignements supplémentaires concernant les propriétés pétrolières et gazières de Husky et les activités et l'entreprise de Husky au 31 décembre 2020 peuvent être obtenus dans la notice annuelle et le rapport de gestion de Husky, qui sont tous deux déposés et disponibles sur SEDAR, sous le profil de Husky, au sedar.com, et sur EDGAR, au sec.gov.

Sommaire de la participation de la société dans les réserves de pétrole et de gaz au 31 décembre 2020 (après avoir donné effet à l'arrangement avec Husky)

(Prix et coûts prévisionnels)

Canada	Bitume²⁾	Pétrole léger et moyen	LGN	Gaz naturel classique³⁾	Total
	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Gpi ³)	(Mbep)
Avant redevances¹⁾					
Réserves prouvées					
Développées exploitées	920	27	65	1 352	1 238
Développées inexploitées	214	2	3	38	224
Non développées	4 608	-	17	276	4 672
Réserves prouvées	5 742	29	85	1 666	6 134
Réserves probables	1 791	152	52	902	2 145
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	7 533	181	137	2 568	8 279

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

2) Comprend du pétrole brut lourd non substantiel.

3) Comprend du gaz de schiste non substantiel.

Chine	Bitume	Pétrole léger et moyen	LGN	Gaz naturel classique	Total
	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Gpi ³)	(Mbep)
Avant redevances¹⁾					
Réserves prouvées					
Développées exploitées	-	-	18	493	100
Développées inexploitées	-	-	-	-	-
Non développées	-	-	-	-	-
Réserves prouvées	-	-	18	493	100
Réserves probables	-	-	1	63	12
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	-	-	19	556	112

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

Indonésie	Bitume	Pétrole léger et moyen	LGN	Gaz naturel classique	Total
	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Gpi ³)	(Mbep)
Avant redevances¹⁾					
Réserves prouvées					
Développées exploitées	-	-	4	129	26
Développées inexploitées	-	-	-	-	-
Non développées	-	-	-	68	11
Réserves prouvées	-	-	4	197	37
Réserves probables	-	-	2	56	11
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	-	-	6	253	48

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

Total de la société	Bitume²⁾	Pétrole léger et moyen	LGN	Gaz naturel classique³⁾	Total
	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Gpi ³)	(Mbep)
Avant redevances¹⁾					
Réserves prouvées					
Développées exploitées	920	27	87	1 974	1 364
Développées inexploitées	214	2	3	38	224
Non développées	4 608	-	17	344	4 683
Réserves prouvées	5 742	29	107	2 356	6 271
Réserves probables	1 791	152	55	1 021	2 168
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	7 533	181	162	3 377	8 439

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

2) Comprend du pétrole brut lourd non substantiel.

3) Comprend du gaz de schiste non substantiel.

Sommaire de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs au 31 décembre 2020

(après avoir donné effet à l'arrangement avec Husky)

(Coûts et prix prévisionnels)

Canada	Au taux d'actualisation par année (en millions de dollars)				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
Avant charges d'impôts					
Réserves prouvées					
Développées exploitées	8 309	12 620	11 915	10 783	9 756
Développées inexploitées	4 023	3 041	2 362	1 880	1 528
Non développées	94 363	34 510	15 694	8 275	4 792
Réserves prouvées	106 695	50 171	29 971	20 938	16 076
Réserves probables	55 558	16 993	8 142	4 961	3 370
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	162 253	67 164	38 113	25 899	19 446

Chine		Au taux d'actualisation par année (en millions de dollars)				
Avant charges d'impôts	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	
Réserves prouvées						
Développées exploitées	5 049	4 225	3 635	3 196	2 860	
Développées inexploitées	-	-	-	-	-	
Non développées	-	-	-	-	-	
Réserves prouvées	5 049	4 225	3 635	3 196	2 860	
Réserves probables	565	404	309	248	206	
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	5 614	4 629	3 944	3 444	3 066	

Indonésie		Au taux d'actualisation par année (en millions de dollars)				
Avant charges d'impôts	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	
Réserves prouvées						
Développées exploitées	435	372	324	287	257	
Développées inexploitées	-	-	-	-	-	
Non développées	241	194	157	128	106	
Réserves prouvées	676	566	481	415	363	
Réserves probables	179	117	80	56	41	
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	855	683	561	471	404	

Total de la société		Au taux d'actualisation par année (en millions de dollars)				
Avant charges d'impôts	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	
Réserves prouvées						
Développées exploitées	13 793	17 217	15 874	14 266	12 873	
Développées inexploitées	4 023	3 041	2 362	1 880	1 528	
Non développées	94 604	34 704	15 851	8 403	4 898	
Réserves prouvées	112 420	54 962	34 087	24 549	19 299	
Réserves probables	56 302	17 514	8 531	5 265	3 617	
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	168 722	72 476	42 618	29 814	22 916	

Produits des activités ordinaires nets futurs totaux (non actualisés) au 31 décembre 2020
(après avoir donné effet à l'arrangement avec Husky)

(Prix et coûts prévisionnels - en millions de dollars)

Canada							Produits des activités ordinaires nets futurs avant charges d'impôts futurs
Catégorie de réserves	Produits	Redevances	Charges d'exploitation	Frais de développement	Coûts d'abandon et de remise en état totaux¹⁾		
Réserves prouvées	310 192	62 070	87 376	41 556	12 495	106 695	
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	449 680	94 168	118 047	61 402	13 810	162 253	

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

Chine							Produits des activités ordinaires nets futurs avant charges d'impôts futurs
Catégorie de réserves	Produits	Redevances	Charges d'exploitation	Frais de développement	Coûts d'abandon et de remise en état totaux¹⁾		
Réserves prouvées	6 953	376	1 368	-	160	5 049	
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	7 727	419	1 534	-	160	5 614	

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

Indonésie Catégorie des réserves	Produits	Redevances	Charges d'exploitation	Frais de développement	Coûts d'abandon et de remise en état totaux ¹⁾	Produits des activités ordinaires nets futurs avant charges d'impôts futurs
Réserves prouvées	2 342	719	883	36	28	676
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	3 052	1 048	1 081	36	32	855

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

Total de la société Catégorie des réserves	Produits	Redevances	Charges d'exploitation	Frais de développement	Coûts d'abandon et de remise en état totaux ¹⁾	Produits des activités ordinaires nets futurs avant charges d'impôts futurs
Réserves prouvées	319 487	63 165	89 627	41 592	12 683	112 420
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	460 459	95 635	120 662	61 438	14 002	168 722

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

Hypothèses de prix (après avoir donné effet à l'arrangement avec Husky)

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 prévision moyenne des ERQI et servent à estimer les produits des activités ordinaires nets futurs associés aux réserves après avoir donné effet à l'arrangement avec Husky. La prévision moyenne des ERQI est datée du 1^{er} janvier 2021. Le taux d'inflation prévisionnel a été appliqué 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 propres à chaque ensemble de projets.

Année	Pétrole et liquides				Gaz naturel Asie-Pacifique			Taux d'infla- tion (%/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)	Prix du gaz AECO (\$ CA/MBTU)	Prix du gaz en Chine ¹⁾ (\$ US/kpi ³)	Prix du gaz en Indonésie ¹⁾ (\$ US/kpi ³)		
2021	47,17	55,76	44,63	59,24	2,78	8,98	7,53	0,0	0,7683
2022	50,17	59,89	48,18	63,19	2,70	9,18	7,32	1,3	0,7650
2023	53,17	63,48	52,10	67,34	2,61	8,96	7,17	2,0	0,7633
2024	54,97	65,76	54,10	69,77	2,65	9,02	7,30	2,0	0,7633
2025	56,07	67,13	55,19	71,18	2,70	9,08	7,44	2,0	0,7633
2026	57,19	68,53	56,29	72,61	2,76	9,17	7,54	2,0	0,7633
2027	58,34	69,95	57,42	74,07	2,81	9,22	7,68	2,0	0,7633
2028	59,50	71,40	58,57	75,56	2,86	9,04	7,84	2,0	0,7633
2029	60,69	72,88	59,74	77,08	2,92	8,93	7,92	2,0	0,7633
2030	61,91	74,34	60,93	78,62	2,98	8,72	8,04	2,0	0,7633
2031	63,15	75,83	62,15	80,19	3,04	8,38	8,10	2,0	0,7633
2032+	+2 %/ année	+2 %/ année	+2 %/ année	+2 %/ année	+2 %/ année			2,0	0,7633

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

Frais de développement futurs (après avoir donné effet à l'arrangement avec Husky)

Le tableau qui suit présente les frais de développement futurs non actualisés déduits de l'estimation des produits des activités ordinaires nets futurs après avoir donné effet à l'arrangement avec Husky pour les années indiquées :

Canada							
Catégorie de réserves (en millions de dollars)	2021	2022	2023	2024	2025	Reste	Total
Réserves prouvées	612	807	1 321	1 186	1 090	36 540	41 556
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	821	1 547	2 011	2 023	1 484	53 516	61 402
Chine							
Catégorie de réserves (en millions de dollars)	2021	2022	2023	2024	2025	Reste	Total
Réserves prouvées	-	-	-	-	-	-	-
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	-	-	-	-	-	-	-
Indonésie							
Catégorie de réserves (en millions de dollars)	2021	2022	2023	2024	2025	Reste	Total
Réserves prouvées	13	23	-	-	-	-	36
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	13	23	-	-	-	-	36
Total de la société							
Catégorie de réserves (en millions de dollars)	2021	2022	2023	2024	2025	Reste	Total
Réserves prouvées	625	830	1 321	1 186	1 090	36 540	41 592
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	834	1 570	2 011	2 023	1 484	53 516	61 438

AUTRES RENSEIGNEMENTS PÉTROLIERS ET GAZIERS

Terrains et puits pétroliers et gaziers

Les tableaux qui suivent résumant les participations de Cenovus dans des puits productifs et non productifs, au 31 décembre 2020 :

Puits productifs	Pétrole		Gaz		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Sables bitumineux ¹⁾	731	731	232	214	963	945
Classique ²⁾	608	361	3 954	2 856	4 562	3 217
Total	1 339	1 092	4 186	3 070	5 525	4 162

1) Tous les puits exploités de Sables bitumineux sont situés en Alberta.

2) Comprend 4 161 puits productifs bruts (2 889 nets) situés en Alberta; 401 puits productifs bruts (328 nets) situés en Colombie-Britannique.

Puits non productifs¹⁾	Pétrole		Gaz		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Sables bitumineux ²⁾	220	220	213	197	433	417
Classique ³⁾	348	196	875	578	1 223	774
Total	568	416	1 088	775	1 656	1 191

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

2) Tous les puits inexploités de Sables bitumineux sont situés en Alberta.

3) Comprend 1 152 puits non productifs bruts (730 nets) situés en Alberta; 70 puits non productifs bruts (43 puits non productifs nets) situés en Colombie-Britannique; un puits non productif brut (un puits non productif net) situé en Saskatchewan.

Au 31 décembre 2020, 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

Les tableaux suivants résument les participations brutes et nettes de Cenovus dans les puits forés en 2020¹⁾ :

Puits forés	Sables bitumineux		Classique		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Pétrole	155	155	-	-	155	155
Gaz	-	-	7	6	7	6
Secs et abandonnés	-	-	-	-	-	-
Total au Canada	155	155	7	6	162	161

1) Aucun puits d'exploration brut (aucun puits net) n'a été foré dans le secteur Sables bitumineux en 2020. Aucun puits d'exploration n'a été foré dans le secteur classique en 2020.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, le secteur Sables bitumineux a foré 155 puits d'exploration stratigraphiques bruts (155 puits nets). Le secteur classique n'a foré aucun puits d'exploration stratigraphique.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, le secteur Sables bitumineux n'a foré aucun puits de service et aucun puits de service n'a été foré au secteur classique.

Les paires de puits de DGMV sont comptées comme un seul puits de pétrole productif dans le tableau précédent. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, aucune paire de puits n'a été forée.

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 et à Christina Lake et sur la production et sur l'atténuation des risques potentiels liés aux ressources des propriétés dans le secteur classique.

Terrains sans réserves attribuées

Cenovus possède environ 5,7 millions d'acres brutes (4,6 millions d'acres nettes) de terrains au Canada auxquels aucune réserve n'a été attribuée en particulier. Pour les terrains à l'égard desquels Cenovus détient plusieurs concessions sous la même aire de surface, la superficie nette et brute a été établie pour chaque concession.

Cenovus possède des droits relatifs à l'exploration, au développement et à l'exploitation d'environ 472 944 acres nettes qui pourraient expirer le 31 décembre 2021 et qui concernent exclusivement des terrains appartenant à la Couronne et des terrains détenus en propriété franche.

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 mise en valeur future, 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 2 508 millions de dollars (environ 543 millions de dollars, avec un taux d'actualisation de 10 pour cent) au 31 décembre 2020; elle prévoit payer 124 millions de dollars de ces coûts au cours des trois prochains exercices.

Cenovus croit que l'arrangement avec Husky augmentera les coûts d'abandon et de remise en état futurs non actualisés et constants prévisionnels de ses actifs canadiens en amont existants sur les côtes et au large d'environ 3 455 millions de dollars (environ 1 553 millions de dollars, avec un taux d'actualisation de 10 pour cent). La société prévoit payer entre 400 millions de dollars et 500 millions de dollars de ces coûts au cours des trois prochains exercices. En Asie-Pacifique, et conformément aux dispositions des règlements de la République populaire de Chine, Husky a déposé des fonds dans des comptes distincts réservés au financement des coûts d'abandon et de remise en état futurs. Au 31 décembre 2020, Husky avait déposé des fonds s'élevant à 164 millions de dollars pour les coûts d'abandon et de remise en état futurs, qui ont été classés dans les passifs à long terme.

Des coûts d'abandon et de remise en état futurs non actualisés qui seront engagés au cours de la durée des réserves prouvées de Cenovus, environ 6,5 milliards de dollars (12,7 milliards de dollars après avoir donné effet à l'arrangement avec Husky) 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

En 2020, la société a fait l'objet d'un impôt sur le résultat en trésorerie relativement faible. En fonction du bénéfice net futur attendu (compte tenu de

l'arrangement avec Husky), la société s'attend à payer de l'impôt sur le résultat en trésorerie d'environ 200 millions de dollars en 2021. 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)	2020
Acquisitions	
Non prouvées	12
Prouvées	6
Acquisitions totales	18
Frais d'exploration	46
Frais de développement	459
Frais totaux engagés	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 audités annuels de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

Estimations de la production

Le tableau qui suit résume la production estimative en 2021 des réserves dans lesquelles la société a une participation, avant redevances, à l'égard de tous les terrains détenus au 31 décembre 2020 calculée en fonction des prix et des coûts prévisionnels, la totalité de la production provenant du Canada. 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 2021

Coûts et prix prévisionnels	Prouvées	Prouvées et probables
Bitume (b/j) ¹⁾	392 037	402 414
Pétrole léger et moyen (b/j)	3 428	3 923
LGN (b/j)	17 972	19 939
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j) ²⁾	361	407
Total (bep/j)	473 687	494 173

- 1) Comprend la production de Foster Creek de 157 823 barils par jour dans la catégorie prouvée et de 159 550 barils par jour dans la catégorie prouvée et probable et la production de Christina Lake de 234 214 barils par jour dans la catégorie prouvée et de 242 864 barils par jour dans la catégorie prouvée et probable.
- 2) Comprend le gaz de schiste qui n'est pas substantiel.

Le tableau qui suit résume la production estimative en 2021 des réserves dans lesquelles la société a une participation, avant redevances, à l'égard de tous les terrains détenus au 31 décembre 2020 après avoir donné effet à l'arrangement avec Husky, comme si l'opération s'était conclue le 31 décembre 2020.

Canada

Production estimative en 2021

Coûts et prix prévisionnels	Prouvées	Prouvées et probables
Bitume (b/j) ¹⁾	526 904	556 717
Pétrole léger et moyen (b/j)	20 066	22 387
LGN (b/j)	26 707	29 240
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j) ²⁾	580	637
Total (bep/j)	670 358	714 479

- 1) Comprend le pétrole brut lourd qui n'est pas substantiel.
- 2) Comprend le gaz de schiste qui n'est pas substantiel.

Chine

Production estimative en 2021

Coûts et prix prévisionnels	Prouvées	Prouvées et probables
Bitume (b/j)	-	-
Pétrole léger et moyen (b/j)	-	-
LGN (b/j)	9 191	9 405
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	235	239
Total (bep/j)	48 307	49 282

Indonésie**Production estimative en 2021**

Coûts et prix prévisionnels	Prouvées	Prouvées et probables
Bitume (b/j)	-	-
Pétrole léger et moyen (b/j)	-	-
LGN (b/j)	2 493	2 514
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	38	38
Total (bep/j)	8 886	8 907

Total de la société**Production estimative en 2021**

Coûts et prix prévisionnels	Prouvées	Prouvées et probables
Bitume (b/j) ¹⁾	526 904	556 717
Pétrole léger et moyen (b/j)	20 066	22 387
LGN (b/j)	38 391	41 159
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j) ²⁾	853	914
Total (bep/j)	727 551	772 668

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

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

Historique de la production et résultats par élément

	2020	T4	T3	T2	T1
Bitume					
Production totale (b/j)	381 723	380 693	385 937	373 189	387 036
Foster Creek	163 210	158 068	164 954	166 032	163 820
Christina Lake	218 513	222 625	220 983	207 157	223 216
Prix de vente (\$/b)	28,64	39,02	39,67	12,64	22,35
Redevances (\$/b)	2,34	3,73	3,54	0,80	1,21
Transport et fluidification (\$/b)	8,70	7,90	7,51	8,56	10,81
Charges d'exploitation (\$/b)	7,84	8,70	7,53	7,36	7,75
Rentrées nettes, à l'exclusion de la gestion des risques réalisés ¹⁾	9,76	18,69	21,09	(4,08)	2,58
Pétrole lourd					
Production totale (b/j)	2 751	1 966	3 236	2 232	3 576
Prix de vente (\$/b)	31,45	38,85	39,54	15,76	29,09
Redevances (\$/b)	1,52	2,20	2,61	0,02	1,04
Transport et fluidification (\$/b)	2,02	2,42	2,45	1,18	1,89
Charges d'exploitation (\$/b)	9,78	8,72	6,91	13,68	10,70
Rentrées nettes, à l'exclusion de la gestion des risques réalisés ¹⁾	18,13	25,51	27,57	0,88	15,46
Pétrole léger et moyen					
Production totale (b/j)	4 493	4 263	4 318	4 309	5 086
Prix de vente (\$/b)	42,78	44,80	49,19	27,47	48,54
Redevances (\$/b)	5,87	4,77	6,06	4,71	7,63
Transport et fluidification (\$/b)	3,20	2,74	4,21	3,13	2,78
Charges d'exploitation (\$/b)	10,81	10,30	10,85	10,25	11,67
Rentrées nettes, à l'exclusion de la gestion des risques réalisés ¹⁾	22,90	26,99	28,07	9,38	26,46
Gaz naturel²⁾					
Production totale (Mpi ³ /j)	380	371	360	392	395
Prix de vente (\$/kpi ³)	2,37	2,94	2,34	2,04	2,17
Redevances (\$/kpi ³)	0,10	0,06	0,28	0,04	0,02
Transport et fluidification (\$/kpi ³)	0,32	0,30	0,32	0,32	0,33
Charges d'exploitation (\$/kpi ³)	1,47	1,35	1,58	1,46	1,48
Rentrées nettes, à l'exclusion de la gestion des risques réalisés ¹⁾	0,48	1,23	0,16	0,22	0,34
LGN					
Production totale (b/j)	19 513	18 358	18 297	20 320	21 104
Prix de vente (\$/b)	22,04	27,76	21,38	18,74	20,75
Redevances (\$/b)	2,19	5,27	6,45	(1,38)	(0,80)
Transport et fluidification (\$/b)	4,15	3,75	4,66	3,87	4,34
Charges d'exploitation (\$/b)	9,06	8,61	9,98	9,33	8,40
Rentrées nettes, à l'exclusion de la gestion des risques réalisés ¹⁾	6,64	10,13	0,29	6,92	8,81

1) Les rentrées nettes sont une mesure 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. 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 (reprises) des produits en stock jusqu'à ce que les stocks soient vendus. Le calcul est conforme à la définition figurant dans le manuel intitulé Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook. Le prix de vente, les frais de transport et de fluidification et les volumes des ventes de pétrole brut ne tiennent pas compte des condensats achetés. Les rentrées nettes ne font pas l'objet d'une définition normalisée selon les IFRS et ne sont donc pas considérées comme une mesure conforme aux PCGR. De ce fait, cette mesure pourrait ne pas être comparable à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. 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 de plus amples renseignements, il y a lieu de se reporter au rapport de gestion le plus récent de Cenovus, lequel peut être consulté à l'adresse cenovus.com. Pour le rapprochement des éléments financiers des rentrées nettes avec la mesure conforme aux PCGR et les volumes de ventes utilisés dans le calcul, se reporter à l'annexe D intitulée « Rapprochements des rentrées nettes ».

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

DIVIDENDES

La déclaration de dividendes est à l'entière appréciation du conseil de Cenovus et est évaluée chaque trimestre. Le 2 avril 2020, le conseil a annoncé la suspension temporaire du dividende en réponse au contexte de prix faibles du pétrole brut mondial, de sorte qu'aucun dividende n'a été versé au cours des deuxième, troisième et quatrième trimestres de 2020. Le conseil a approuvé un dividende pour le premier trimestre de 0,0175 \$ par action, payable le 31 mars 2021 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 mars 2021. Le conseil a déclaré un dividende de 8,5 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 2021. Les lecteurs devraient également se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion annuel de 2020 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle, pour obtenir de plus amples renseignements.

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

Dividendes versés

(\$ par action)	Exercice	T4	T3	T2	T1
2020	0,0625	-	-	-	0,0625
2019	0,2125	0,0625	0,05	0,05	0,05
2018	0,20	0,05	0,05	0,05	0,05

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. Dans le cadre de l'arrangement avec Husky, les statuts de Cenovus ont été modifiés avec prise d'effet le 30 décembre 2020 pour créer 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 4, les actions privilégiées de premier rang de série 5, les actions privilégiées de premier rang de série 6, les actions privilégiées de premier rang de série 7, les actions privilégiées de premier rang de série 8.

Au 31 décembre 2020, environ 1 228,9 millions d'actions ordinaires étaient en circulation, mais aucune action privilégiée de premier ou de deuxième rang n'était en circulation.

Au 1^{er} janvier 2021, après la clôture de l'arrangement avec Husky, environ 2 017,4 millions d'actions ordinaires, 65,4 millions de bons de souscription de Cenovus et 36,0 millions d'actions privilégiées de premier rang étaient en circulation (composées d'environ 10,4 millions d'actions privilégiées de premier rang de série 1, 1,6 million d'actions privilégiées de premier rang de série 2, 10,0 millions d'actions privilégiées de premier rang de série 3, 8,0 millions d'actions privilégiées de premier rang de série 5 et 6,0 millions d'actions privilégiées de premier rang de série 7).

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 2016 et se terminant le 31 mars 2021, exclusivement, le taux de dividende applicable aux actions privilégiées de premier rang de série 1 est fixé à 2,404 %. 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 %.

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 2021 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 2021 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 %.

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 2021 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 2021 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 %. 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 %.

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 %.

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).

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 %. 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 %.

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 %.

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).

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 %. 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 %.

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 %.

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).

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'acquérir des actions ordinaires à 50 pour cent de leur cours du marché au moment de l'exercice. Dans le cadre de l'arrangement avec Husky, 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'acquérir des actions ordinaires par une personne aux termes i) de l'arrangement avec

Husky; 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 de Husky (définie ci-après), 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 reconfirmé à l'assemblée annuelle des actionnaires de 2018. Les actionnaires seront invités à reconfirmar le régime à chaque période de trois ans. Il sera demandé aux actionnaires d'approuver certaines modifications et de reconfirmar le régime au cours de l'assemblée annuelle des actionnaires de 2021.

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 Bourse de Toronto (« TSX ») pendant les cinq derniers jours de négociation précédant la date de versement de dividendes pertinente ou peuvent être achetées sur le marché.

NOTATIONS

Les renseignements qui suivent concernant les notations de Cenovus sont fournis puisqu'ils touchent les coûts de financement et la liquidité de la société. Plus particulièrement, les notations 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 2020 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle.

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

	S&P Global Ratings (« S&P »)	Moody's Investors Service (« Moody's »)	DBRS Limited (« DBRS »)	Fitch Ratings Inc. (« Fitch »)
Titres de premier rang non garantis				
Note à long terme	BBB-	Baa3	BBB	BB+
Perspective/tendance	Stable	Négative	Stable	Positive
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 notations 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 1 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 notation, 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 avec Husky. 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 notation à moyen terme. Les perspectives se répartissent en quatre catégories : « positive », « négative », « stable » et « évolutive ». Une mention qu'une notation est négative signifie qu'il est fort probable qu'elle soit modifiée à la baisse 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 notation 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 notation 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 notation si les circonstances demeurent les mêmes ou, dans certains cas, si les défis ne sont pas relevés.

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 avec Husky. Les notes attribuées aux actions privilégiées par DBRS visent à donner une indication du risque qu'un émetteur ne s'acquitte pas de toutes ses obligations à temps, 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 à long terme de Fitch 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 BB+ fait partie de la cinquième catégorie en importance sur 11 et est attribuée aux titres d'emprunt qui présentent une vulnérabilité élevée au risque de défaut, particulièrement en cas de changements défavorables de la conjoncture commerciale ou économique au fil du temps. Toutefois, il existe une souplesse financière ou commerciale qui permet de respecter les obligations financières. L'un des indicateurs « + » ou « - » peut être ajouté à une note pour indiquer la position relative au sein d'une catégorie de notation particulière. La perspective de notation de Fitch indique l'évolution que devrait connaître une note sur une période de un à deux ans, les perspectives concernant les notations de Fitch se répartissant en quatre catégories : « positive », « négative », « stable » ou « évolutive ». La perspective de notation reflète des tendances,

notamment financières, qui n'ont pas encore atteint ou n'ont pas encore maintenu un niveau qui entraînerait une modification de la note, mais qui pourraient l'atteindre si elles se maintiennent. Une perspective positive ou négative ne signifie pas que la modification de la note est inévitable et, de manière similaire, une note avec une perspective stable peut être haussée ou abaissée sans révision préalable de la perspective. Lorsque la tendance fondamentale comporte à la fois des éléments positifs et négatifs forts et conflictuels, la perspective peut être décrite comme évolutive. Une perspective de notation positive indique une tendance à la hausse sur l'échelle de notation.

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.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

La totalité des actions ordinaires en circulation sont inscrites et affichées en vue de leur négociation à la TSX et à la New York Stock Exchange (« NYSE ») sous le symbole CVE. Le tableau suivant indique la fourchette des cours et le volume des actions négociées chaque mois en 2020 :

	TSX				NYSE			
	Fourchette des cours des actions				Fourchette des cours des actions			
	Haut ¹⁾	Bas ¹⁾	Clôture ¹⁾	Volume d'actions ²⁾	Haut ³⁾	Bas ³⁾	Clôture ³⁾	Volume d'actions ⁴⁾
	(\$ par action)			(en milliers)	(\$ US par action)			(en milliers)
Janvier	13,66	11,16	11,52	182 247	10,49	8,48	8,71	79 957
Février	12,45	9,41	9,87	195 111	9,39	7,00	7,37	93 778
Mars	10,07	2,06	2,84	708 848	7,56	1,41	2,02	279 556
Avril	5,23	2,52	5,05	613 431	3,76	1,78	3,64	258 256
Mai	6,23	4,49	6,00	316 128	4,52	3,18	4,33	154 383
Juin	7,80	5,78	6,35	314 857	5,83	4,22	4,67	174 588
Juillet	6,83	5,64	5,96	222 733	5,09	4,14	4,46	123 288
Août	7,10	6,01	6,16	143 362	5,34	4,44	4,72	83 900
Septembre	6,39	5,01	5,19	171 061	4,87	3,74	3,89	110 017
Octobre	5,52	4,15	4,36	339 354	4,21	3,15	3,28	194 243
Novembre	7,27	4,32	6,44	287 148	5,57	3,26	4,96	159 416
Décembre	8,21	6,40	7,75	268 814	6,44	4,94	6,04	170 007

1) Publiés par la TSX.

2) Publiés par tous les marchés canadiens. Source : Bloomberg.

3) Publiés par le NYSE.

4) Publiés par tous les marchés américains. Source : Bloomberg.

En date du 6 janvier 2021, les bons de souscription de Cenovus sont inscrits à la cote de la TSX et de la NYSE et y sont affichés en vue de leur négociation 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 affichées en vue de leur négociation sous les symboles CVE.PR.A, CVE.PR.B, CVE.PR.C, CVE.PR.E et CVE.PR.G, respectivement.

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 ^(3,5) San Antonio (Texas) États-Unis	2020 Indépendant	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.
Canning K.N. Fok Région administrative spéciale de Hong Kong	2021 Non indépendant	M. Fok est président du conseil et administrateur Hutchison Telecommunications Hong Kong Holdings Limited, de Hutchison Telecommunications (Australia) Limited, de Hutchison Port Holdings Management Pte. Limited à titre de fiduciaire-gestionnaire de Hutchison Port Holdings Trust, de Power Assets Holdings Limited, de HK Electric Investments Manager Limited à titre de fiduciaire-gestionnaire de HK Electric Investments et de HK Electric Investments Limited. M. Fok est vice-président du conseil et administrateur membre de la direction de CK Infrastructure Holdings Limited et administrateur non membre de la direction de TPG Telecom Limited. M. Fok est administrateur de Husky depuis 2000 et a été coprésident du conseil de Husky de l'an 2000 au 1 ^{er} janvier 2021.
Jane E. Kinney ^(2,5) Toronto (Ontario) Canada	2019 Indépendante	M ^{me} Kinney est administratrice d'Intact Corporation financière, compagnie d'assurance ouverte, depuis mai 2019. 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.

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis¹⁾	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Harold N. Kvisle ^(3,4) Calgary (Alberta) Canada	2018 Indépendant	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'infrastructure énergétique. 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 ^(3,4) Vancouver (Colombie-Britannique) Canada	2021 Indépendante	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., de CK Infrastructure Holdings Limited et de la Li Ka Shing (Canada) Foundation et est administratrice de Husky depuis 2000.
Keith A. MacPhail ^(4,6) Calgary (Alberta) Canada	2018 Indépendant	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 ^(2,5) Alamo (Californie) États-Unis	2016 Indépendant	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 exploite une installation de raffinage de pétrole sur le littoral est des États-Unis.

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis¹⁾	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Claude Mongeau ^(2,5) Montréal (Québec) Canada	2016 Indépendant	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. Pourbaix ⁽⁷⁾ Calgary (Alberta) Canada	2017 Non indépendant	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 ^(2,5) Toronto (Ontario) Canada	2021 Indépendant	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 administrateur de Husky depuis 2000.
Frank J. Sixt ⁽⁴⁾ Région administratrice spéciale de Hong Kong	2021 Non-indépendant	M. Sixt est administrateur membre de la direction, directeur des finances du Groupe et directeur général adjoint de CK Hutchison Holdings Limited. M. Sixt est également président du conseil d'administration non membre de la direction de TOM Group Limited, administrateur membre de la direction de CK Infrastructure Holdings Limited, administrateur non membre de la direction de TPG Telecom Limited, administrateur de Hutchison Telecommunications (Australia) Limited (« HTAL ») et administrateur remplaçant d'un administrateur de HTAL, de HK Electric Investments Manager Limited, à titre de fiduciaire-gestionnaire de HK Electric Investments et de HK Electric Investments Limited. En outre, M. Sixt est administrateur de la Li Ka Shing (Canada) Foundation et est administrateur de Husky depuis 2000.

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis ¹⁾	Fonctions principales au cours des cinq dernières années
Rhonda I. Zygocki ^(3,4) Friday Harbor (Washington) États-Unis	2016 Indépendante	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 du conseil de Cenovus à l'assemblée annuelle des actionnaires du 27 avril 2016;
- M. Mongeau a été nommé administrateur du conseil de Cenovus à compter du 1^{er} décembre 2016;
- M. Pourbaix a été nommé président et chef de la direction et administrateur du conseil de Cenovus à compter du 6 novembre 2017;
- MM. Kvisle et MacPhail ont tout d'abord été élus administrateurs au conseil de Cenovus à l'assemblée annuelle des actionnaires du 25 avril 2018;
- M^{me} Kinney a tout d'abord été élue administratrice du conseil de Cenovus à l'assemblée annuelle des actionnaires du 24 avril 2019;
- M. Casey a tout d'abord été élu administrateur du conseil de Cenovus le 29 avril 2020;
- M^{me} Kwok et MM. Fok, Shaw et Sixt ont été nommés administrateurs du conseil 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 d'audit.

3) Membre du comité des ressources humaines et de la rémunération.

4) Membre du comité des candidatures et de gouvernance.

5) Membre du comité de la sécurité, de l'environnement, de la responsabilité 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, du comité des candidatures et de gouvernance et du comité de la sécurité, de l'environnement, de la responsabilité 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.

Au 31 décembre 2020, Susan F. Dabarno, Steven F. Leer et M. George Lewis étaient administrateurs de Cenovus. M^{me} Dabarno et MM. Leer et Lewis étaient tous membres du comité des candidatures et de gouvernance. MM. Leer et Lewis étaient également membres du comité des ressources humaines et de la rémunération et M^{me} Dabarno, du comité d'audit. M^{me} Dabarno et MM. Leer et Lewis ont démissionné du conseil de Cenovus le 1^{er} janvier 2021, avant la clôture de l'arrangement avec Husky.

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 2019, il a été chef des finances par intérim de Husky et de février 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; du mai 2020 à novembre 2020, il a été vice-président directeur, Activités en aval 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 aval, 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 développement d'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. Walters
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.

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

J. Drew Zieglgansberger Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Activités en amont – secteur classique et intégration M. Zieglgansberger 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. Zieglgansberger a été vice-président directeur, Stratégie et expansion de l'entreprise, de Cenovus; de janvier 2018 à décembre 2019, il a été vice-président directeur, Activités en amont, de Cenovus; d'avril 2017 à janvier 2018, il a été vice-président directeur, Deep Basin, de Cenovus; de septembre 2015 à avril 2017, il a été vice-président directeur, Production des sables bitumineux, de Cenovus; de juin 2015 à août 2015, il a été vice-président directeur, Exploitation et services partagés, de Cenovus; de juin 2012 à mai 2015, il a été vice-président principal, Exploitation et services partagés, de Cenovus; de janvier 2012 à mai 2012, il a été vice-président principal, Réglementation, collectivités locales et militaire, de Cenovus; et de décembre 2010 à janvier 2012, il a été vice-président principal de Cenovus à Christina Lake.
Rhona M. DelFrari Calgary (Alberta) Canada	Chef de la durabilité et vice-présidente principale, Relations avec les parties prenantes M ^{me} DelFrari a été nommée chef de la durabilité et vice-présidente principale, Relations avec les parties prenantes, de Cenovus le 1 ^{er} janvier 2021. De juin 2017 au 1 ^{er} janvier 2021, elle a été vice-présidente, Durabilité et engagement. De janvier 2012 à juin 2017, M ^{me} DelFrari a occupé divers postes au sein des portefeuilles des stratégies, des relations externes et des communications.
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 mars 2011 à décembre 2015, il a été vice-président, Contentieux, et secrétaire général adjoint; et de novembre 2009 à mars 2011, il a été vice-président et secrétaire général adjoint de Cenovus.

Au 31 décembre 2020, Harbir S. Chhina et Alan C. Reid étaient membres de la haute direction de Cenovus. MM. Chhina et Reid ont démissionné de leurs postes respectifs le 1^{er} janvier 2021, après la clôture de l'arrangement avec Husky.

Au 31 décembre 2020, la totalité des administrateurs et des membres de la haute direction de Cenovus, en tant que groupe, étaient propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 2 817 469 actions ordinaires, soit environ 0,23 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. Au 1^{er} février 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 2 507 805 actions ordinaires, soit environ 0,12 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
 - b) a fait l'objet d'une ordonnance qui a été rendue après la fin du mandat de cet administrateur ou
- 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;

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* (la Norme canadienne 52-110 ailleurs qu'au Québec). 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.

Au 31 décembre 2020, le comité d'audit était composé de Claude Mongeau, de Jane E. Kinney, de Susan F. Dabarno et de Harold N. Kvisle. Simultanément à la conclusion de l'arrangement avec Husky, le conseil de Cenovus, et chaque comité du conseil, ont été reconstitués, pour obtenir la composition actuelle du comité d'audit.

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 exploite 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 2020 et 2019 :

(en milliers de dollars)	2020	2019
Honoraires d'audit ¹⁾	2 598	2 938
Honoraires pour services liés à l'audit ²⁾	382	226
Honoraires pour services fiscaux ³⁾	128	2
Tous les autres honoraires ⁴⁾	46	284
Total	3 154	3 450

1) Les honoraires d'audit comprennent le total des honoraires facturés pour l'audit des états financiers annuels 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 et de conseils fiscaux.

4) Tous les autres honoraires comprennent 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-conseils entourant la planification des ressources de l'entreprise et les procédés d'innovation de la société.

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

Pendant l'exercice clos le 31 décembre 2020, 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 2020, 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.
8th Floor, 100 University Avenue
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 2020, Cenovus n'a conclu aucun contrat important pour son entreprise, et il n'y a pas de tel contrat en vigueur, sauf les contrats conclus dans le cours normal de ses activités.

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 gazières 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 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.

Conventions de maintien de l'arrangement avec Husky

Le 24 octobre 2020, Hutchison Whampoa Europe Investments S.à r.l. et L.F. Investments S.à r.l. ont chacune conclu une convention de maintien distincte avec Cenovus (chacune, une « convention de maintien de l'arrangement avec Husky »), avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2021. Chaque convention de maintien de l'arrangement avec Husky énonce certaines restrictions et obligations relatives aux participations de cet actionnaire dans Cenovus après la réalisation des opérations prévues par l'arrangement avec Husky, 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 avec Husky (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 avec Husky (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 avec Husky; 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 avec Husky;
- 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 avec Husky 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 avec Husky 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 avec Husky; la date à laquelle Hutchison Whampoa Europe Investments S.à r.l. et L.F. Investments S.à r.l., 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 avec Husky) dûment nommée conformément aux conventions de maintien de l'arrangement avec Husky n'est pas nommée au conseil conformément aux conventions de maintien de l'arrangement avec Husky.

Des copies des conventions de maintien de l'arrangement avec Husky 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.

Conventions relatives aux droits d'inscription de l'arrangement avec Husky

Le 1^{er} janvier 2021, Cenovus et Hutchison Whampoa Europe Investments S.à r.l. et L.F. Investments S.à r.l. ont conclu une convention relative aux droits d'inscription (chacune, une « convention relative aux droits d'inscription de l'arrangement avec Husky ») 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 avec Husky 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 avec Husky sont résiliées.

Des copies des conventions relatives aux droits d'inscription de l'arrangement avec Husky 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 avec Husky

Le 1^{er} janvier 2021, Cenovus et Hutchison Whampoa Europe Investments S.à r.l. et L.F. Investments S.à r.l. ont conclu une convention relative aux droits préférentiels de souscription (chacune, une « convention relative aux droits préférentiels de souscription de l'arrangement avec Husky ») 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 avec Husky 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 avec Husky sont résiliées.

Des copies des conventions relatives aux droits préférentiels de souscription de l'arrangement avec Husky 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 avec Husky, 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.

EXPERTS INTÉRESSÉS

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., comptables professionnels agréés, sont les auditeurs indépendants de la société et ce cabinet a remis un rapport de l'auditeur indépendant daté du 8 février 2021 à l'égard des états financiers consolidés de Cenovus, qui comprennent les états consolidés de la situation financière aux 31 décembre 2020 et 31 décembre 2019 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 2020, 2019 et 2018, ainsi que sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Cenovus au 31 décembre 2020. 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 de Cenovus 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 des titres de Cenovus et les titres pouvant être émis dans le cadre de ses plans de rémunération fondés sur des titres de capitaux propres.

Des informations financières additionnelles concernant Cenovus au 31 décembre 2020 figurent dans les états financiers consolidés annuels audités et le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 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, elle 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 2020. 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

b	baril
b/j	baril par jour
kb/j	millier de barils par jour
Mb	million de barils
LGN	liquides de gaz naturel
bep	baril d'équivalent pétrole
bep/j	barils d'équivalent pétrole par jour
Mbep	million de barils d'équivalent pétrole
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select

Gaz naturel

AECO	Alberta Energy Company
Gpi ³	milliard de pieds cubes
kpi ³	millier de pieds cubes
Mpi ³	million de pieds cubes
Mpi ³ /j	million de pieds cubes par jour
MBTU	million de BTU

Dans la présente notice annuelle, certains 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 de 6 kpi³ pour 1 b 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.

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 2020. 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 2020, 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 2020 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 2020	Canada	30 796 \$
GLJ Ltd.	31 décembre 2020	Canada	1 114 \$
			<u>31 910 \$</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 8 février 2021

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 l'environnement, de la responsabilité 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 l'environnement, de la responsabilité 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 l'environnement, de la responsabilité et des réserves

Le 8 février 2021

ANNEXE C

MANDAT DU COMITÉ D'AUDIT

OBJECTIF

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 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.
- Examiner et évaluer le cadre de gestion des risques de la société et les procédés connexes, dont les lignes directrices et les documents de pratique complémentaires.
- Examiner et approuver la définition, par la direction, des principaux risques financiers et surveiller le processus de gestion de ces risques.
- Superviser et surveiller la conformité de la société avec les exigences juridiques et réglementaires.
- 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.
- Faire des rapports périodiques au 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

Le comité se compose d'au moins trois et d'au plus huit administrateurs, selon la décision du conseil, 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. Plus particulièrement, au moins un membre doit par i) sa formation et son expérience à titre de chef des finances, de chef de la comptabilité, de contrôleur, d'expert-comptable ou d'auditeur ou de son expérience acquise dans un ou plusieurs postes qui comportent l'exécution de fonctions analogues; ii) son expérience active de la supervision d'un chef des finances, d'un chef de la comptabilité, d'un contrôleur, d'un expert-comptable, d'un auditeur ou de personnes exécutant des fonctions analogues; iii) son expérience de la supervision ou de l'évaluation du rendement de sociétés ou d'experts-comptables en ce qui a trait à l'établissement, à l'audit ou à l'évaluation d'états financiers; ou iv) une autre expérience pertinente, avoir une ou plusieurs des compétences suivantes :

- la compréhension des principes comptables et des états financiers;
- la capacité d'évaluer de manière générale l'application de ces principes à la comptabilisation des estimations, des produits à recevoir, des charges à payer et des réserves;

- l'établissement, l'audit, l'analyse ou l'évaluation d'états financiers qui présentent des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité comparables, dans l'ensemble, à celles dont on peut raisonnablement croire qu'elles seront soulevées lors de la lecture des états financiers de la société, ou une expérience de supervision active de personnes physiques exerçant ces activités;
- la compréhension des contrôles internes et des procédures de communication de l'information financière;
- la compréhension des fonctions d'un comité d'audit.

Les membres du comité ne peuvent, autrement qu'en leurs capacités respectives de membres du comité, du conseil ou de tout autre comité du conseil, accepter directement ou indirectement des honoraires de consultation, de conseils ou une autre rémunération de la société ou d'une filiale de la société ni être un « membre du groupe » (au sens de *affiliated person* définie dans la loi américaine intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 »), et dans les règles, le cas échéant, adoptées par la Securities and Exchange Commission des États-Unis (« SEC ») en vertu de cette loi) de la société ou d'une filiale de la société. Il est entendu que les jetons de présence et les montants fixes de prestation aux termes d'un régime de retraite (y compris les prestations reportées) en contrepartie d'années de service antérieures auprès de la société qui ne dépendent pas d'années de service continu devraient être la seule rémunération que le membre du comité d'audit reçoit de la société.

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 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 des candidatures et de gouvernance recommande au conseil en vue de son approbation un administrateur indépendant qui agira à titre de président du comité. Le conseil nomme le président du comité.

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

Le comité tient des réunions au moins tous les trimestres. Le président du comité peut convoquer des réunions supplémentaires au besoin. En outre, le président du conseil non membre de la direction, le 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 du comité, être tenues en présence des membres, par vidéoconférence, par téléphone ou une combinaison des moyens qui précèdent.

Les membres du comité se réunissent en l'absence de la direction régulièrement dans le but de faciliter des échanges honnêtes et ouverts additionnels entre administrateurs indépendants.

8. Avis de convocation à une réunion

L'avis de l'heure et de l'endroit de chaque réunion du comité 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 à la réunion, ou y participant par vidéoconférence, par téléphone ou par une combinaison de ces moyens, 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 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 du comité ou une majorité des membres du comité et avoir obtenu l'approbation de ces personnes.

11. Procès-verbaux

Le procès-verbal de chaque réunion du comité doit être bref, mais doit décrire de façon exhaustive les questions de fond abordées par le comité. Toutefois, il devrait nettement souligner les points de responsabilité à l'ordre du jour de la réunion du comité passés en revue par le comité et ceux qui restent en suspens.

Les procès-verbaux des réunions du comité sont transmis à tous les membres du comité et aux auditeurs externes. Le conseil d'administration plénier est tenu au courant des activités du comité au moyen d'un rapport après chaque réunion du comité.

RESPONSABILITÉS

Pour remplir son mandat, le comité est tenu d'effectuer ce qui suit :

12. Procédures d'examen

- a) Examiner et actualiser le mandat du comité tous les ans, ou plus souvent, si le comité le juge souhaitable. 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 déposés auprès des ACVM et de la SEC.

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 bénéficiaires, l'utilisation des expressions « pro forma » ou les renseignements financiers non conformes aux PCGR ou les indications concernant les bénéficiaires qui figurent dans des documents déposés auprès des ACVM et de la SEC 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 et examiner 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 émanant de la direction, des auditeurs externes et des auditeurs internes.
- 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 détecter les faiblesses des contrôles internes, la fraude ou d'autres actes illégaux. Le comité évaluera 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 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 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. Supervision du risque

Examiner le cadre de gestion des risques de la société et les processus connexes, y compris les lignes directrices et documents de pratique complémentaires, ainsi que les évaluer.

18. Autres éléments à examiner

- a) Examiner la procédure d'attestation des états financiers intermédiaires et annuels par le chef de la direction et le chef des finances ainsi que les attestations faites par le 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 échangée avec les organismes gouvernementaux et les rapports reçus de ceux-ci, qui peuvent avoir une incidence

importante sur les états financiers intermédiaires ou annuels 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 l'environnement, de la responsabilité 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.

19. 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 du comité 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 d'administration 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.

20. 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.

21. 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.

22. Autres questions

- a) Examiner et approuver la nomination, le remplacement, la reconduction ou le congédiement du chef des finances.
- b) Suivant un vote majoritaire du comité, les services de ressources externes peuvent être retenus si les services sont jugés souhaitables.
- c) Rendre compte des mesures prises par le comité au conseil d'administration et lui soumettre les recommandations que le comité peut juger appropriées.
- 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 des candidatures et de gouvernance aux fins d'examen et, si elles sont jugées adéquates, en faire la recommandation au conseil aux fins de leur approbation.
- g) Envisager la mise en application des recommandations du comité des candidatures et de gouvernance du conseil en ce qui concerne l'efficacité, la structure, les procédures ou le mandat du comité.
- h) Exécuter toute autre fonction requise par la loi, les règlements de la société ou le conseil d'administration.
- i) Analyser toutes les autres questions que le conseil d'administration 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 : 8 février 2021

ANNEXE D

RAPPROCHEMENTS DES RENTRÉES NETTES

Les rentrées nettes sont une mesure 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. 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, des charges d'exploitation et des taxes sur la production et impôts miniers et du quotient obtenu en divisant cette différence par les volumes des ventes. Les rentrées nettes ne tiennent pas compte de la dépréciation hors trésorerie des produits en stock jusqu'à ce que les stocks soient vendus. Elles reflètent la marge de Cenovus sur un baril de bitume et de pétrole brut non mélangés. En tant que tel, le prix des ventes de bitume et de pétrole brut, les frais de transport et de fluidification et les volumes des ventes ne tiennent pas compte de l'effet des achats de condensats. Le condensat est mélangé avec du bitume et du pétrole brut lourd afin de réduire son épaisseur pour qu'il puisse être transporté jusqu'aux marchés. Le calcul des rentrées nettes de Cenovus concorde avec la définition que l'on trouve dans le manuel intitulé « Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook ».

Les tableaux suivants présentent un rapprochement des éléments financiers composant les rentrées nettes (en millions de dollars) avec la mesure conforme aux PCGR la plus près que l'on trouve dans les états financiers consolidés annuels et intermédiaires.

Exercice clos le 31 décembre 2020
(en millions de dollars)

	Selon les états financiers consolidés		Total en amont
	Sables bitumineux ¹⁾	Classique ¹⁾	
Produits des activités ordinaires			
Chiffre d'affaires brut	7 514	635	8 149
moins les redevances	324	40	364
	7 190	595	7 785
Charges			
Transport et fluidification	4 399	81	4 480
Exploitation	1 094	318	1 412
Réduction de valeur des stocks (reprises)	316	-	316
Rentrées nettes	1 381	196	1 577
(Profit) Perte à la gestion des risques	268	-	268
Marge d'exploitation	1 113	196	1 309

	Base pour le calcul des rentrées nettes					Ajustements			Selon le tableau ci-dessus
	Bitume	Pétrole brut lourd	Pétrole léger et moyen	LGN	Gaz naturel	Condensats	Stocks ²⁾	Autres	
Chiffre d'affaires brut	4 053	30	71	157	328	3 452	-	58	8 149
Redevances	330	1	11	15	13	-	(6)	-	364
Transport et fluidification	1 232	2	5	30	44	3 452	(285)	-	4 480
Exploitation	1 109	9	18	65	203	-	(25)	33	1 412
Réduction de valeur des stocks (reprises)	-	-	-	-	-	-	316	-	316
Rentrées nettes	1 382	18	37	47	68	-	-	25	1 577
(Profit) Perte à la gestion des risques									268
Marge d'exploitation									1 309

1) Données tirées de la note 1 des états financiers consolidés.

2) Les rentrées nettes ne reflètent les réductions de valeur hors trésorerie des stocks que lorsque les stocks sont vendus.

Trimestre clos le 31 décembre 2020

(en millions de dollars)

	Selon les états financiers consolidés		Total en amont
	Sables bitumineux ¹⁾	Classique ¹⁾	
Produits des activités ordinaires			
Chiffre d'affaires brut	2 227	184	2 411
moins les redevances	131	12	143
	2 096	172	2 268
Charges			
Transport et fluidification	1 131	18	1 149
Exploitation	309	72	381
Réduction de valeur des stocks (reprises)	-	-	-
Rentrées nettes	656	82	738
(Profit) Perte à la gestion des risques	40	-	40
Marge d'exploitation	616	82	698

	Base pour le calcul des rentrées nettes					Ajustements			Selon le tableau ci-dessus
	Bitume	Pétrole brut lourd	Pétrole léger et moyen	LGN	Gaz naturel	Condensats	Stocks ²⁾	Autres	
Chiffre d'affaires brut	1 371	6	18	47	99	853	-	17	2 411
Redevances	131	-	3	8	1	-	-	-	143
Transport et fluidification	278	-	1	7	10	853	-	-	1 149
Exploitation	306	2	3	15	45	-	-	10	381
Réduction de valeur des stocks (reprises)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rentrées nettes	656	4	11	17	43	-	-	7	738
(Profit) Perte à la gestion des risques									40
Marge d'exploitation									698

1) Données tirées de la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.

2) Les rentrées nettes ne reflètent les réductions de valeur hors trésorerie des stocks que lorsque les stocks sont vendus.

Trimestre clos le 30 septembre 2020

(en millions de dollars)

	Selon les états financiers consolidés		Total en amont
	Sables bitumineux ¹⁾	Classique ¹⁾	
Produits des activités ordinaires			
Chiffre d'affaires brut	2 195	156	2 351
moins les redevances	129	24	153
	2 066	132	2 198
Charges			
Transport et fluidification	1 015	21	1 036
Exploitation	276	81	357
Réduction de valeur des stocks (reprises)	-	-	-
Rentrées nettes	775	30	805
(Profit) Perte à la gestion des risques	137	-	137
Marge d'exploitation	638	30	668

	Base pour le calcul des rentrées nettes					Ajustements			Selon le tableau ci-dessus
	Bitume	Pétrole brut lourd	Pétrole léger et moyen	LGN	Gaz naturel	Condensats	Stocks ²⁾	Autres	
Chiffre d'affaires brut	1 447	11	20	36	78	747	-	12	2 351
Redevances	129	1	2	12	9	-	-	-	153
Transport et fluidification	274	1	2	7	11	747	(6)	-	1 036
Exploitation	274	2	4	17	53	-	-	7	357
Réduction de valeur des stocks (reprises)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rentrées nettes	770	7	12	-	5	-	6	5	805
(Profit) Perte à la gestion des risques									137
Marge d'exploitation									668

1) Données tirées de la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.

2) Les rentrées nettes ne reflètent les réductions de valeur hors trésorerie des stocks que lorsque les stocks sont vendus.

Trimestre clos le 30 juin 2020

(en millions de dollars)

	Selon les états financiers consolidés		Total en amont
	Sables bitumineux ¹⁾	Classique ¹⁾	
Produits des activités ordinaires			
Chiffre d'affaires brut	1 065	133	1 198
moins les redevances	20	1	21
	1 045	132	1 177
Charges			
Transport et fluidification	649	19	668
Exploitation	224	81	305
Réduction de valeur des stocks (reprises)	(19)	-	(19)
Rentrées nettes	191	32	223
(Profit) Perte à la gestion des risques	66	-	66
Marge d'exploitation	125	32	157

	Base pour le calcul des rentrées nettes					Ajustements			Selon le tableau ci-dessus
	Bitume	Pétrole brut lourd	Pétrole léger et moyen	LGN	Gaz naturel	Condensats	Stocks ²⁾	Autres	
Chiffre d'affaires brut	425	3	11	34	73	639	-	13	1 198
Redevances	26	-	2	(3)	2	-	(6)	-	21
Transport et fluidification	289	-	1	7	12	639	(279)	(1)	668
Exploitation	248	2	5	17	52	-	(25)	6	305
Réduction de valeur des stocks (reprises)	-	-	-	-	-	-	(19)	-	(19)
Rentrées nettes	(138)	1	3	13	7	-	329	8	223
(Profit) Perte à la gestion des risques									66
Marge d'exploitation									157

1) Données tirées de la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.

2) Les rentrées nettes ne reflètent les réductions de valeur hors trésorerie des stocks que lorsque les stocks sont vendus.

Trimestre clos le 31 mars 2020

(en millions de dollars)

	Selon les états financiers consolidés		Total en amont
	Sables bitumineux ¹⁾	Classique ¹⁾	
Produits des activités ordinaires			
Chiffre d'affaires brut	2 027	162	2 189
moins les redevances	44	3	47
	1 983	159	2 142
Charges			
Transport et fluidification	1 604	23	1 627
Exploitation	285	84	369
Réduction de valeur des stocks (reprises)	335	-	335
Rentrées nettes	(241)	52	(189)
(Profit) Perte à la gestion des risques	25	-	25
Marge d'exploitation	(266)	52	(214)

	Base pour le calcul des rentrées nettes					Ajustements			Selon le tableau ci-dessus
	Bitume	Pétrole brut lourd	Pétrole léger et moyen	LGN	Gaz naturel	Condensats	Stocks ²⁾	Autres	
Chiffre d'affaires brut	810	10	22	40	78	1 213	-	16	2 189
Redevances	44	-	4	(2)	1	-	-	-	47
Transport et fluidification	391	1	1	9	11	1 213	-	1	1 627
Exploitation	281	3	6	16	53	-	-	10	369
Réduction de valeur des stocks (reprises)	-	-	-	-	-	-	335	-	335
Rentrées nettes	94	6	11	17	13	-	(335)	5	(189)
(Profit) Perte à la gestion des risques									25
Marge d'exploitation									(214)

1) Données tirées de la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.

2) Les rentrées nettes ne reflètent les réductions de valeur hors trésorerie des stocks que lorsque les stocks sont vendus.

Le tableau suivant donne les volumes des ventes utilisés pour calculer les rentrées nettes.

Volumes des ventes

(barils par jour, sauf indication contraire)	2020	T4	T3	T2	T1
Bitume					
Foster Creek	164 906	161 108	158 280	171 139	169 207
Christina Lake	221 675	220 676	238 140	198 954	228 764
Total du bitume	386 581	381 784	396 420	370 093	397 971
Pétrole brut (lourd, léger et moyen) et LGN					
Pétrole brut lourd	2 640	1 922	3 087	1 981	3 576
Pétrole léger et moyen	4 493	4 263	4 318	4 309	5 086
LGN	19 513	18 358	18 297	20 320	21 104
Total des ventes de bitume, de pétrole brut (lourd, léger et moyen) et de LGN	413 227	406 327	422 122	396 703	427 737
Ventes de gaz naturel (Mpi³/j)¹⁾	380	371	360	392	395
Ventes totales (bep/j)	476 488	468 249	482 133	462 068	493 529

1) Comprend les volumes vendus entre les secteurs.