



Cenovus Energy Inc.

Notice annuelle

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017

Le 14 février 2018

TABLE DES MATIÈRES

INFORMATION PROSPECTIVE.....	1
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	3
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	3
DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ.....	7
Sables bitumineux	7
Deep Basin	9
Raffinage et commercialisation	10
Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)	11
Concurrence et considérations environnementales	11
Politiques en matière de responsabilité d'entreprise	12
Employés.....	13
Activités à l'étranger	13
DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ.....	14
Données relatives aux réserves.....	15
Développement des réserves prouvées et probables non développées.....	20
Facteurs ou incertitudes significatifs influant sur les données relatives aux réserves	21
Autres renseignements pétroliers et gaziers	21
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION	25
COMITÉ D'AUDIT	30
DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS	32
DIVIDENDES	35
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES.....	35
FACTEURS DE RISQUE	35
POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI	35
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS	
IMPORTANTES.....	35
CONTRATS IMPORTANTS.....	36
EXPERTS INTÉRESSÉS	36
AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES.....	37
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES	37
ABRÉVIATIONS ET CONVERSIONS	37
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 « nous », « notre », « nos », « sa », « son », « la société » ou « Cenovus » désignent Cenovus Energy Inc., 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. L'information prospective se distingue habituellement par l'utilisation du mode conditionnel, de mots comme « prévoir », « croire », « s'attendre à », « estimer », « estimation », « planifier », « projeter », « futur », « cibler », « position », « viser », « capacité », « envisager », « se concentrer », « but », « estimer » « objectif », « perspective », « proposé », « prévision » ou « P », « potentiel », « stratégie », « position », « à l'avenir », « possibilité », « en voie de » ou de termes semblables suggérant une issue future, y compris des déclarations concernant la stratégie de Cenovus et les échéanciers et jalons connexes, y compris ceux relatifs à la progression et à la croissance de notre entreprise et de nos activités; sa valeur future projetée; ses projections pour 2018 et les exercices ultérieurs; ses résultats financiers et d'exploitation projetés, y compris les prix et coûts de vente prévisionnels; ses dépenses d'investissement prévues, y compris leur montant, leur calendrier et leur financement; les dépenses d'investissement annuelles projetées et les plans y afférents; 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 recouvrement d'impôts prévu; les incidences éventuelles des différents facteurs de risque recensés; sa production future attendue, y compris le calendrier, la stabilité et la croissance de cette production; ses réserves prévues et l'information connexe, y compris les produits des activités ordinaires nets futurs et les frais de développement futurs; l'élargissement de l'accès aux marchés; les capacités attendues, y compris en ce qui a trait aux projets, au transport et au raffinage; l'amélioration de la structure des coûts, les économies de coûts prévues et la possibilité de les maintenir; ses plans et sa stratégie en matière de dividendes; ses 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; et l'utilisation et les innovations futures de la technologie, y compris leur incidence en matière d'environnement. 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.

La mise au point de l'information prospective repose sur un certain nombre d'hypothèses et tient compte de certains risques et incertitudes, dont certains sont propres à Cenovus alors que d'autres visent l'ensemble du secteur d'activité. Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels repose l'information prospective comprennent notamment les hypothèses qui sous-tendent les indications actuelles de la société, qu'il est possible d'obtenir sur notre site Web, cenovus.com; les niveaux prévus des dépenses d'investissement, la souplesse des plans d'investissement en capital et des sources de financement connexes, les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel (les « LGN ») sur les terrains et d'autres sources qui ne sont pas actuellement qualifiées de réserves prouvées; la capacité de Cenovus d'obtenir les approbations nécessaires des organismes de réglementation ou de ses partenaires; la mise en œuvre réussie et en temps opportun de ses projets d'immobilisations ou de leurs étapes; la capacité de Cenovus de dégager des liquidités suffisantes pour s'acquitter de ses obligations actuelles et futures; et d'autres risques et incertitudes décrits de temps à autre dans les documents que la société dépose auprès des autorités en valeurs mobilières.

Les facteurs de risque et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats réels de Cenovus diffèrent considérablement des résultats prévus comprennent, notamment, la volatilité des prix du pétrole et du gaz et les autres hypothèses formulées à cet égard; l'efficacité du programme de gestion des risques de la société, dont l'incidence de l'utilisation d'instruments financiers dérivés, le succès des stratégies de couverture de Cenovus et le fait pour la société de disposer de liquidités suffisantes; l'exactitude des estimations des coûts; les prix des marchandises, les devises et les taux d'intérêt; l'offre et la demande de produits; 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 opportun; les risques inhérents à l'exploitation de notre terminal de transport ferroviaire de pétrole brut, notamment les risques pour la santé, la sécurité et l'environnement; le maintien de ratios dette (et dette nette)/bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté et dette (et dette nette)/capitaux permanents souhaitables; la capacité de la société de faire appel à diverses sources de capitaux d'emprunt ou de capitaux propres et en général, et ce, selon des modalités qu'elle juge acceptables; la capacité de

Cenovus de financer la croissance et de maintenir ses dépenses d'investissement, la modification des notes attribuées à Cenovus ou à ses titres; les modifications apportées aux plans ou à la stratégie de Cenovus en matière de dividendes, y compris en ce qui a trait au plan de réinvestissement de dividendes; la précision des estimations des réserves et des ressources et des estimations des charges de production futures et des produits des activités ordinaires nets futurs de Cenovus; la capacité de la société de remplacer et d'accroître les réserves de pétrole et de gaz; la capacité de Cenovus de maintenir sa relation avec ses partenaires et de parvenir à gérer et à exploiter avec succès son entreprise intégrée; la fiabilité des actifs de la société, y compris ceux liés à l'atteinte des cibles de production; les interruptions éventuelles ou les difficultés techniques inattendues au fil de la création de nouveaux produits et procédés de fabrication; la survenance d'événements imprévus, comme les incendies, les conditions climatiques extrêmes, les explosions, les éruptions, le matériel défectueux, les incidents de transport et autres accidents ou événements similaires; les marges de raffinage et de commercialisation; les pressions exercées par l'inflation sur les charges d'exploitation, y compris la main-d'œuvre, le gaz naturel et les autres sources d'énergie employés dans le traitement des sables bitumineux; l'accueil éventuellement défavorable réservé aux nouveaux produits sur le marché; les augmentations de coût ou les difficultés d'ordre technique imprévues dans la construction ou la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés inattendues dans le raffinage du pétrole brut en pétrole raffiné et en produits chimiques, ainsi que la production et le transport; les risques associés à la technologie et à son application à l'entreprise de Cenovus, dont les cyberattaques possibles; le calendrier et les coûts de construction de puits et de pipelines; la capacité de la société d'assurer le transport adéquat et économique des produits, y compris le transport par pipeline, le transport ferroviaire du pétrole brut, le transport maritime ou autre forme de transport, et y compris pour contrer toute interruption causée par des contraintes liées au réseau de pipelines; la

disponibilité des talents essentiels et la capacité de Cenovus de les recruter et de les retenir; l'évolution du cadre réglementaire dans les territoires où Cenovus exerce ses activités, y compris l'évolution du processus d'obtention d'approbations des organismes de réglementation, des règlements et des 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 changements climatiques, et des autres lois ou règlements ou de l'interprétation de ces lois et règlements, tels qu'ils sont proposés ou adoptés, 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 et économique des pays où la société exerce ses activités; la réalisation d'événements inattendus, comme une guerre ou des menaces d'actes terroristes, et l'instabilité en découlant; et les risques liés aux mesures de réglementation et aux poursuites judiciaires actuelles et futures éventuelles à l'encontre de Cenovus.

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. 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 2017 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 sur SEDAR à l'adresse sedar.com, sur EDGAR à l'adresse sec.gov, ainsi que sur le site Web de la société au cenovus.com.

L'information qui se trouve sur notre site Web cenovus.com ou qui y est reliée ne fait pas partie de la présente notice annuelle.

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 (l'« arrangement ») visant, entre autres, 7050372, Filiale inc. et Encana Corporation (« Encana »). 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 bureau principal et siège de la société est situé au 2600, 500 Centre Street S.E., Calgary (Alberta) Canada T2G 1A6.

LIENS INTERSOCIÉTÉS

Les filiales et sociétés de personnes importantes de Cenovus en date du 31 décembre 2017 sont les suivantes :

Filiales et sociétés de personnes	Pourcentage de propriété¹⁾	Territoire de constitution, de prorogation ou de formation
Cenovus FCCL Ltd.	100	Alberta
Cenovus Energy Marketing Services Ltd.	100	Alberta
FCCL Partnership (« FCCL ») ²⁾	100	Alberta
WRB Refining LP (« WRB ») ³⁾	50	Delaware

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

2) Le 17 mai 2017, Cenovus a acquis auprès de ConocoPhillips Company et de certaines de ses filiales (collectivement, « ConocoPhillips ») une participation de 50 pour cent dans FCCL Partnership (« FCCL »). Cette acquisition a porté à 100 pour cent la participation de Cenovus dans FCCL.

3) Cenovus détient sa participation inexploitée par l'intermédiaire de Cenovus American Holdings Ltd. et de Cenovus US Holdings Inc.

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 2017 et ii) moins de 10 pour cent des produits des activités ordinaires consolidés de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. 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 2017 et pour l'exercice clos à cette date.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

SURVOL

Cenovus est une société pétrolière 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.

Toutes les réserves et toute la production de pétrole et de gaz naturel de Cenovus sont situées au Canada, dans les provinces de la Colombie-Britannique et de l'Alberta. Au 31 décembre 2017, les avoirs fonciers de Cenovus représentaient environ 6,5 millions d'acres nettes. Le 5 janvier 2018, Cenovus a conclu la vente de ses actifs de pétrole brut et de gaz naturel dans le secteur de Suffield, en Alberta, lesquels représentaient approximativement 0,9 million d'acres nettes, réduisant ainsi les avoirs fonciers de la société pour les porter à 5,6 millions d'acres nettes. La durée de

production estimative des réserves prouvées établie en fonction de la production tirée d'une participation directe était d'environ 32 ans au 31 décembre 2017, en excluant les actifs de Suffield.

Le 17 mai 2017, Cenovus a acquis auprès de ConocoPhillips la participation de 50 pour cent que cette dernière détenait dans FCCL Partnership (« FCCL ») et la majorité des actifs d'hydrocarbures classiques que possédait ConocoPhillips dans l'Ouest canadien, soit en Alberta et en Colombie-Britannique (l'« acquisition »). L'acquisition a permis à Cenovus d'augmenter sa participation dans FCCL et de la porter à 100 pour cent. Pour financer l'acquisition, Cenovus a contracté une dette supplémentaire et émis des actions ordinaires supplémentaires. Depuis la conclusion de l'acquisition, la société s'active à désendetter son bilan et à accroître les flux de trésorerie.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

Les secteurs à présenter de la société sont les suivants :

Sables bitumineux

Le secteur Sables bitumineux de Cenovus comprend le développement et la production associés au bitume et au gaz naturel situés dans le nord-est de l'Alberta. Les actifs de production de bitume de Cenovus comprennent Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake, ainsi que d'autres projets à des stades précoces de développement. La participation de Cenovus dans certains de ses terrains de sables bitumineux exploités, plus particulièrement ceux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake, est passée de 50 à 100 pour cent le 17 mai 2017.

Deep Basin

Le secteur Deep Basin englobe environ trois millions d'acres nettes de terrains, riches en gaz naturel et 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 du Deep Basin »). Les actifs du Deep Basin ont été acquis le 17 mai 2017.

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 gains et les pertes réalisés sont comptabilisés dans le secteur d'exploitation auquel est rattaché le dérivé. Les éliminations ont trait au chiffre d'affaires, aux produits des activités ordinaires et aux achats intersectoriels de produits, lesquels sont comptabilisés aux prix de cession en fonction des prix du marché courants, et aux profits intersectoriels latents sur les stocks.

Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)

Le secteur Hydrocarbures classiques de Cenovus est présenté comme une activité abandonnée puisque la majorité des actifs de ce secteur ont été vendus en 2017 et le reste au début de 2018.

Ce secteur comprenait le développement et la production de pétrole brut classique¹⁾, de gaz naturel²⁾ et de LGN en Alberta et en Saskatchewan, notamment les actifs de pétrole lourd³⁾ à Pelican Lake et le projet de récupération assistée du pétrole (« RAP ») par injection de dioxyde de carbone (« CO₂ ») à Weyburn et les débouchés liés au pétrole de réservoirs étanches.

1) Aux fins de la présente notice annuelle, les renvois à « pétrole brut » désignent le « pétrole brut lourd » et « le pétrole brut léger et le pétrole brut moyen mélangés » au sens du Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières (le « Règlement 51-101 », aussi appelé la Norme canadienne 51-101 ailleurs qu'au Québec).

2) Aux fins de la présente notice annuelle, les renvois à « gaz naturel » désignent le « gaz naturel classique » et le « gaz de schiste » au sens du Règlement 51-101.

3) Aux fins de la présente notice annuelle, les renvois à « pétrole lourd » désignent le « pétrole brut lourd » au sens du Règlement 51-101.

HISTORIQUE DES TROIS DERNIERS EXERCICES

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

2015

- **Réduction des dépenses d'investissement.** En raison des faibles prix actuels des marchandises, Cenovus a réduit ses dépenses d'investissement en 2015; elle a notamment suspendu l'essentiel de son programme de forage classique dans le sud de l'Alberta et de la Saskatchewan et reporté les travaux de construction ultérieurs de la phase H de Foster Creek, de la phase G de Christina Lake et de la phase A de Narrows Lake.
- **Émission d'actions ordinaires.** Au premier trimestre, Cenovus a émis 67,5 millions d'actions ordinaires, au prix de 22,25 \$ l'action, pour un produit net approximatif de 1,4 milliard de dollars, dont une tranche a servi à financer les dépenses d'investissement de la société en 2015.
- **Réception du permis relatif à la raffinerie de Wood River.** Au premier trimestre, le permis relatif au projet de décongestion de la raffinerie de Wood River a été reçu.
- **Vente des activités liées aux terres détenues en fief assorties de droits de redevances et de droits miniers.** Au troisième trimestre, Cenovus a vendu sa filiale en propriété exclusive, Heritage Royalty Limited Partnership (« HRP »), qui possédait environ 4,8 millions d'acres brutes de terres détenues en fief assorties de droits de redevances et de droits miniers en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba, de même qu'une redevance dérogatoire brute sur la propriété de Cenovus située à Pelican Lake dans le nord de l'Alberta et son projet de RAP à Weyburn, en Saskatchewan, à un tiers non apparenté pour un produit en trésorerie brut de 3,3 milliards de dollars, dont une tranche a aidé à financer les dépenses d'investissement de la société en 2015. Les volumes attribuables aux terres assorties de droits de redevances payables par des tiers se chiffraient à environ 6 580 barils d'équivalent de pétrole par jour avant la cession.
- **Achat d'un terminal ferroviaire.** Au troisième trimestre, Cenovus a acquis un terminal de transport ferroviaire de pétrole brut situé à Bruderheim, en Alberta, pour 75 millions de dollars, majorés des ajustements de clôture.
- **Réduction des coûts.** En 2015, Cenovus a réalisé des économies de coûts d'environ 540 millions de dollars, y compris les charges d'exploitation, les dépenses d'investissement et les frais généraux et administratifs, par rapport à son budget initial de 2015. Les économies de coûts ont été réalisées à l'échelle de la société et comprenaient les économies liées à une plus

grande efficacité de forage, à une programmation optimisée et à la priorité accordée à la réparation et à l'entretien, aux coûts inférieurs des produits chimiques et à l'amélioration de l'élimination des déchets provenant des sables bitumineux et de leur traitement. Le report de certains projets d'investissement a également donné lieu à des économies additionnelles.

- **Suppressions de postes.** Cenovus a réduit son effectif de près de 1 500 personnes, dont des employés à temps plein et à temps partiel et des contractuels. Au 31 décembre 2015, la société comptait environ 24 pour cent moins d'employés et de contractuels qu'elle en avait au 31 décembre 2014.
- **Réalisation du programme d'optimisation de Christina Lake.** Au quatrième trimestre, la circulation de vapeur a débuté dans le cadre du programme d'optimisation de Christina Lake, ce qui a permis d'augmenter la capacité de production brute de 22 000 barils par jour, portant ainsi la capacité de production brute totale à 160 000 barils par jour.
- **Obtention de l'approbation des organismes de réglementation concernant la phase H de Christina Lake.** Au quatrième trimestre, Cenovus a reçu des organismes de réglementation l'approbation de la phase H de Christina Lake, dont la capacité de production brute approuvée est de 50 000 barils par jour.

2016

- **Réduction des dépenses.** Cenovus a atteint l'objectif qu'elle s'était fixé pour 2016 en réduisant de 500 millions de dollars les dépenses d'investissement et d'exploitation et les frais généraux et administratifs prévus par rapport à son budget initial de 2016.
- **Suppression de postes.** Au deuxième trimestre, Cenovus a de nouveau réduit son effectif de près de 440 personnes.
- **Début de la production de la phase G de Foster Creek.** Au troisième trimestre, la production de pétrole de la phase G de Foster Creek a débuté. La phase G a augmenté la capacité de production brute de 30 000 barils par jour.
- **Réalisation du projet de décongestion de Wood River.** Au troisième trimestre, le projet de décongestion de Wood River a été réalisé avec succès.
- **Début de la production de la phase F de Christina Lake.** Au quatrième trimestre, la production de pétrole de la phase F de Christina

Lake a débuté. La phase F a augmenté la capacité de production brute de 50 000 barils par jour. L'agrandissement de la phase F comprend une centrale de cogénération d'une capacité de 100 mégawatts bruts.

2017

- **Reprise des travaux d'agrandissement de la phase G de Christina Lake.** Cenovus a repris l'agrandissement de la phase G, dont la capacité prévue approuvée est de 50 000 barils bruts par jour. La production de pétrole de la phase G devrait débuter pendant la seconde moitié de 2019.
- **Émission d'actions ordinaires.** Au deuxième trimestre, Cenovus a émis 187,5 millions d'actions ordinaires au prix de 16,00 \$ par action, pour un produit brut de 3 milliards de dollars, le produit net ayant servi à financer une tranche de la contrepartie au comptant de l'acquisition. À titre de contrepartie pour l'acquisition, Cenovus a également émis 208 millions d'actions ordinaires à ConocoPhillips.
- **Participation dans FCCL augmentée et portée à 100 pour cent et acquisition d'actifs du Deep Basin.** Au deuxième trimestre, Cenovus a fait l'acquisition de la participation de 50 pour cent de ConocoPhillips dans FCCL et de la majorité des actifs du Deep Basin de ConocoPhillips en Alberta et en Colombie-Britannique pour une contrepartie d'environ 10,6 milliards de dollars américains au comptant, avant les ajustements de clôture, et 208 millions d'actions de Cenovus. L'acquisition a donné à Cenovus une participation de 100 pour cent dans FCCL et le contrôle complet des actifs de cette dernière, et permis de former un deuxième secteur d'exploitation principal composé de plus de trois millions d'acres nettes de terrains, d'actifs de prospection et de production et des infrastructures qui s'y rattachent.
- **Placement de billets de premier rang.** Au deuxième trimestre de 2017, Cenovus a réalisé le placement de billets non garantis de premier rang d'un montant de 2,9 milliards de dollars américains à un coût moyen pondéré de 4,9 pour cent, dont le produit net a aidé à financer l'acquisition.

- **Dessaisissement des actifs existants du secteur Hydrocarbures classiques.** Au troisième trimestre, Cenovus a vendu ses activités d'exploitation de pétrole lourd à Pelican Lake, y compris le projet de Grand Rapids, qui y est adjacent, pour un produit en trésorerie de 975 millions de dollars. Au quatrième trimestre, Cenovus a vendu ses actifs de pétrole brut et de gaz naturel de Palliser pour un produit en trésorerie de 1,3 milliard de dollars et vendu ses activités de RAP par injection de dioxyde de carbone à Weyburn, en Saskatchewan, pour un produit en trésorerie de 940 millions de dollars. Dans le cadre du plan de la société visant à désendetter son bilan, le produit net tiré du dessaisissement des actifs a été affecté au remboursement de la facilité de crédit-relais de 3,6 milliards de dollars mise en place pour financer l'acquisition.
- **Changement de président et chef de la direction.** Au quatrième trimestre, en remplacement de Brian Ferguson, Alex Pourbaix a été nommé président et chef de la direction de Cenovus et est devenu membre de son conseil d'administration.

2018

- **Vente des actifs de Suffield.** Au premier trimestre de 2018 (le 5 janvier 2018), 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.
- **Budget des immobilisations et de l'exploitation de 2018.** Au quatrième trimestre de 2017, Cenovus a annoncé son budget des immobilisations et de l'exploitation pour 2018, y compris son intention de continuer à mettre l'accent sur la réduction des coûts et ses plans pour réduire à nouveau son effectif de près de 15 pour cent. De plus, la société a annoncé sa commercialisation d'un ensemble d'actifs non essentiels dans la région du Deep Basin en vue de rationaliser son portefeuille d'actifs et de réduire l'endettement davantage.
- **Changements à l'équipe de haute direction.** Au quatrième trimestre de 2017, Cenovus a annoncé des changements à son équipe de haute direction, lesquels doivent être apportés aux premier et deuxième trimestres de 2018.

DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ

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 Telephone Lake. Le secteur Sables bitumineux comprend de plus le bien de gaz naturel d'Athabasca détenu à 100 pour cent par Cenovus, dont une partie de la production sert de combustible pour les activités de Foster Creek, qui est adjacent.

Avant la conclusion de l'acquisition le 17 mai 2017, les actifs de Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake étaient détenus en propriété conjointe (50 pour cent) par l'intermédiaire de FCCL avec ConocoPhillips, société ouverte américaine non apparentée.

Au 31 décembre 2017, Cenovus disposait de droits liés au bitume visant environ 1,9 million d'acres brutes (1,8 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.

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 améliorer le rendement opérationnel et à accroître sensiblement la valeur actionnariale malgré une incertitude persistante entourant les prix, un avenir sobre en carbone, des pressions accrues en matière de protection environnementale et des changements réglementaires. L'innovation technologique est indispensable pour la société afin de demeurer concurrentielle et de conserver l'appui des collectivités et parties intéressées.

Foster Creek

Au 17 mai 2017, date de conclusion de l'acquisition, 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, une base militaire active, 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.

En 2017, la production des phases A à G de Foster Creek a été en moyenne de 124 752 barils nets par jour (70 244 barils nets par jour en 2016). La phase G a été menée à terme au troisième trimestre de 2016.

Cenovus exploite une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel d'une capacité de 98 mégawatts bruts 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 du Power Pool de l'Alberta.

Christina Lake

Au 17 mai 2017, date de conclusion de l'acquisition, Cenovus détient une participation directe de 100 pour cent dans Christina Lake. Christina Lake est situé environ 120 kilomètres au sud de Fort McMurray 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.

En 2017, la production des phases A à F de Christina Lake a été en moyenne de 167 727 barils nets par jour (79 449 barils nets par jour en 2016). La phase F a été menée à terme au quatrième trimestre de 2016. L'agrandissement comprenait une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel d'une capacité de 100 mégawatts bruts. 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 du Power Pool de l'Alberta. Cenovus a repris les travaux d'agrandissement de la phase G en 2017; ceux-ci avaient été reportés à la fin de 2014 compte tenu de la faiblesse des prix des marchandises. La capacité prévue approuvée de la phase G est de 50 000 barils bruts par jour et la

production de pétrole suivant l'agrandissement devrait débuter pendant la seconde moitié de 2019.

Narrows Lake

Au 17 mai 2017, date de conclusion de l'acquisition, 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. C'est à Narrows Lake que Cenovus fera, pour la première fois, la démonstration de l'application du procédé assisté par solvants avec le DGMV.

En 2012, Cenovus a obtenu des organismes de réglementation l'approbation des phases A, B et C, pour une capacité de production de 130 000 barils bruts par jour. Les travaux initiaux sur la phase A, phase d'une capacité de production de 45 000 barils bruts par jour, cette capacité pouvant éventuellement passer à 65 000 barils bruts par jour grâce à l'ajout de solvants selon le rendement de ces derniers, ont commencé au troisième trimestre de 2013. En raison des faibles prix des marchandises, Cenovus a suspendu les nouvelles dépenses dans la construction de la phase A. Selon les prévisions, le développement futur de Narrows Lake profitera de l'infrastructure et des ressources existantes à Christina Lake, ce qui devrait réduire les coûts globaux.

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.

Cenovus a reçu de l'Alberta Energy Regulatory (« AER »), vers la fin de 2014, l'approbation d'un projet de DGMV dont la capacité de production initiale est de 90 000 barils par jour.

Gaz de l'Athabasca

Cenovus produit du gaz naturel provenant de la région du polygone de tir aérien de Cold Lake et de plusieurs avoisants situés dans le nord-est de l'Alberta. Cenovus détient des droits d'accès de surface et des droits liés au gaz naturel visant l'exploration, le développement et le transport à partir des zones faisant partie du polygone de tir aérien de Cold Lake que les gouvernements du Canada et de l'Alberta lui ont attribués. La majeure partie de sa production de gaz naturel dans la région est traitée par des installations de compression dont elle est l'unique propriétaire et qu'elle exploite.

La production de gaz naturel continue d'être touchée par les décisions de l'AER prises entre 2003 et 2015 ordonnant l'interruption de la production de gaz naturel provenant des formations McMurray, Wabiskaw et Clearwater qui peuvent mettre en péril

la récupération des ressources de bitume dans la région. Les décisions ont entraîné une diminution de la production annualisée de gaz naturel par la société d'environ 12,1 millions de pieds cubes par jour en 2017 (13 millions de pieds cubes par jour en 2016). Le ministère de l'Énergie de l'Alberta a accordé un crédit de redevances d'une durée de 10 ans, qui peut atteindre 50 pour cent des flux de trésorerie perdus pour aider à compenser l'incidence de la fermeture des puits. Ce crédit de redevances fluctue en fonction du prix du gaz naturel.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement dans les sables bitumineux tiennent compte du fait que Cenovus détenait une participation de 50 pour cent dans FCCL avant le 17 mai 2017, et qu'elle en avait la propriété exclusive après cette date. En 2017, les dépenses d'investissement de la société dans les sables bitumineux se sont élevées à 973 millions de dollars et ont été principalement consacrées au maintien de la production actuelle, aux travaux d'agrandissement de la phase G de Christina Lake et aux puits d'exploration stratigraphiques.

- Les dépenses d'investissement à Foster Creek étaient essentiellement des investissements de maintien liés à la production actuelle et au forage de puits d'exploration stratigraphiques aux fins de déterminer l'emplacement des plateformes d'exploitation de maintien et les phases d'agrandissement à court terme.
- Les dépenses d'investissement à Christina Lake étaient essentiellement des investissements de maintien liés à la production actuelle, aux travaux d'agrandissement de la phase G et au forage de puits d'exploration stratigraphiques aux fins de déterminer l'emplacement des plateformes d'exploitation de maintien et les phases d'agrandissement à court terme.
- Les dépenses d'investissement à Narrows Lake ont été consacrées principalement aux puits d'exploration stratigraphiques visant l'avancement du projet et à la préservation de l'équipement par suite de l'interruption de la construction.
- Les dépenses d'investissement à Telephone Lake ont été axées surtout sur les programmes sismiques et de forage de puits d'exploration stratigraphiques.

Les dépenses d'investissement de 2018 devraient se situer entre 1 040 et 1 155 millions de dollars et continuer d'être principalement consacrées au maintien de la production actuelle des installations de sables bitumineux déjà en place et à la construction de la phase G de Christina Lake.

DEEP BASIN

Le 17 mai 2017, Cenovus a acquis la majeure partie des actifs de pétrole brut et de gaz naturel classiques que possédait ConocoPhillips 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 du Deep Basin de Cenovus comprennent des terrains d'une superficie d'environ trois 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 70 pour cent. De plus, les actifs du Deep Basin comprennent des participations dans de nombreuses installations de traitement de gaz naturel dotées d'une capacité de traitement nette estimative de 1,4 Gpi³/j. Les actifs du Deep Basin 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 du Deep Basin 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, ainsi que des LGN qui pourraient servir à la production de futurs projets de sables bitumineux assistés par solvants.

L'intégration sécuritaire et efficace des actifs du Deep Basin demeure la priorité de Cenovus. La société maintient son engagement à nouer des relations solides avec les parties intéressées et les collectivités à mesure qu'elle met en place ses activités d'exploitation dans la région du Deep Basin.

À l'heure actuelle, la société commercialise un ensemble d'actifs non essentiels dans la région du Deep Basin afin de rationaliser son portefeuille d'actifs et réduire l'endettement davantage.

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 2017, Cenovus détenait les droits de tenure à bail sur environ 1,2 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 Montney, 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 cinq autres installations de traitement de gaz naturel importantes de la région. En 2017, la production nette de Cenovus provenant

de la zone d'Elmworth-Wapiti s'est élevée en moyenne à 27 868 barils d'équivalent pétrole par jour.

Kaybob-Edson

Au 31 décembre 2017, Cenovus détenait les droits de tenure à bail sur environ 700 000 acres nettes dans la zone de Kaybob-Edson, située au centre-ouest de l'Alberta. La cible de développement se situe dans des formations du Trias et du Crétacé inférieur où les forages encourageants réalisés par l'industrie ont révélé le potentiel en ressources des 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, la société exploite dans la zone des installations de traitement de gaz naturel, dont les installations de Peco et de Wolf. En 2017, la production nette provenant de la zone de Kaybob-Edson s'est élevée en moyenne à 24 819 barils d'équivalent pétrole par jour.

Clearwater

La zone de Clearwater est située au centre-ouest de l'Alberta, au sud de la zone de Kaybob-Edson. Au 31 décembre 2017, Cenovus détenait les droits de tenure à bail sur environ 800 000 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 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 2017, la production nette moyenne s'est élevée à 20 805 barils d'équivalent pétrole par jour.

Dépenses d'investissement

En 2017, des dépenses d'investissement de 225 millions de dollars ont principalement été consacrées au développement des trois zones en exploitation, notamment au forage de 24 puits de production horizontaux nets et à la participation au forage de quatre puits horizontaux nets inexploités pour trouver du gaz naturel riche en liquides. Vingt puits nets ont été conditionnés et 14 puits nets ont été mis en production. Dans la zone en exploitation d'Elmworth-Wapiti, l'accent a été mis sur le forage de neuf puits de production horizontaux nets dans les zones pétrolières de Falher et Montney et la complétion de cinq puits nets. Dans la zone en

exploitation de Kaybob-Edson, l'accent a été mis sur le forage de sept puits de production horizontaux nets au sein du groupe Spirit River et la complétion de cinq puits nets. Dans la zone en exploitation de Clearwater, l'accent a été mis sur le forage de 12 puits de production horizontaux nets au sein du groupe Spirit River et sur la complétion de 10 puits nets.

Les dépenses d'investissement du secteur Deep Basin pour 2018 devraient être de l'ordre de 175 à 195 millions de dollars.

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 carburéacteur, 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 les raffineries de Wood River et de Borger, situées à Roxana, en Illinois, et à Borger, au Texas, respectivement. 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 460 000 barils bruts par jour de pétrole brut, y compris une capacité de traitement de pétrole brut lourd pouvant atteindre 255 000 barils bruts par jour. De plus, la raffinerie de Borger dispose également d'une installation de fractionnement de LGN dont la capacité est de 45 000 barils bruts par jour.

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

Activités de raffinage ¹⁾	2017	2016
Capacité de pétrole brut (kb/j)	460	460
Livraison de pétrole brut (kb/j)	442	444
Pétrole lourd	202	233
Pétrole léger et moyen	240	211
Utilisation du pétrole brut (%)	96	97
Produits raffinés (kb/j)		
Essence	238	236
Distillats	149	146
Autres	83	90
Total	470	471

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 150 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 carburéacteur, des charges d'alimentation pétrochimiques ainsi que du coke 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 2017, la raffinerie de Wood River a eu une capacité de traitement établie de 314 000 barils bruts par jour, celle-ci étant demeurée inchangée par

rapport à 2016. Depuis la fin de la construction de l'unité de cokéfaction et le démarrage du projet d'agrandissement de l'unité de cokéfaction et de raffinage, la raffinerie de Wood River a augmenté sa capacité de traitement de pétrole brut lourd canadien à 220 000 barils bruts par jour. En 2017, près de 60 pour cent du pétrole brut traité à la raffinerie de Wood River était du pétrole brut lourd canadien dont une importante proportion consistait en des bruts à indice acide élevé.

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, et des LGN 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 2017, la raffinerie de Borger a eu une capacité de traitement établie de 146 000 barils bruts par jour, dont 35 000 barils bruts par jour de pétrole brut lourd. Elle dispose également d'une installation de fractionnement de LGN dont la capacité établie est de 45 000 barils bruts par jour. La capacité de traitement établie est demeurée inchangée par rapport à 2016.

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 se livre à des opérations financières. Des renseignements sur ces opérations en 2017 figurent dans les notes annexes aux états financiers consolidés annuels audités de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Transport

Cenovus continue de miser sur des stratégies à court, moyen et long termes pour optimiser les rentrées nettes de sa production. Au 31 décembre 2017, Cenovus avait conclu divers engagements de transport et d'entreposage totalisant 18,3 milliards de dollars, dont 8,8 milliards de dollars visent des pipelines qui en sont à une étape d'approbation ou de construction mais ne sont pas encore en service. 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. 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.

HYDROCARBURES CLASSIQUES (ACTIVITÉS ABANDONNÉES)

Le secteur Hydrocarbures classiques de Cenovus a été présenté comme une activité abandonnée. À la fin de 2017 et au début de 2018, Cenovus s'est dessaisie de ses actifs existants du secteur Hydrocarbures classiques pour un produit en trésorerie brut total de près de 3,7 milliards de dollars.

Au troisième trimestre, les actifs de pétrole lourd de la société à Pelican Lake, y compris le projet de Grand Rapids, qui y est adjacent, ont été vendus pour un produit en trésorerie brut de 975 millions de dollars. Au quatrième trimestre, les actifs de pétrole brut et de gaz naturel de Palliser au sud-est de

l'Alberta ont été vendus pour un produit en trésorerie brut de 1,3 million de dollars et le projet de RAP par injection de CO₂ à Weyburn a été vendu pour un produit en trésorerie brut de 940 millions de dollars. Le 5 janvier 2018, l'opération visant à disposer des actifs de pétrole brut et de gaz naturel à Suffield s'est conclue pour un produit en trésorerie brut de 512 millions de dollars.

Dépenses d'investissement

En 2017, les dépenses d'investissement de la société dans le secteur Hydrocarbures classiques se sont élevées à 206 millions de dollars et ont été consacrées principalement aux investissements de maintien, à l'achat de CO₂ à Weyburn et au programme de forage de puits de pétrole averse dans le sud de l'Alberta. La société a réduit graduellement son programme de forage au début du troisième trimestre en raison de la vente imminente de ces actifs.

CONCURRENCE ET CONSIDÉRATIONS ENVIRONNEMENTALES

Une forte concurrence existe dans tous les aspects de l'industrie pétrolière et gazière. 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 – Questions liées à l'exploitation » du rapport de gestion annuel de 2017 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle.

Les activités de Cenovus sont assujetties aux lois et aux règlements en matière de protection de l'environnement et de la sécurité publique, y compris ceux visant la manipulation, l'offre de transport et le transport de matières dangereuses. Ces lois et règlements obligent généralement la société à prévenir les impacts négatifs, à supprimer ou à corriger les effets de ses activités sur l'environnement dans ses sites d'exploitation passés et actuels, et notamment à démanteler les installations de production et à réparer les dommages causés par l'utilisation ou le rejet de substances déterminées. Pour consulter un exposé sur les risques associés à cette incertitude, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque – Facteurs de risque significatifs » du rapport de gestion annuel de 2017 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle.

POLITIQUES EN MATIÈRE DE RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE

Les politiques et pratiques 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 deux politiques clés, soit le code de conduite et d'éthique commerciales (le « Code ») et la politique de responsabilité d'entreprise (la « politique de RE ») de Cenovus. Ces politiques doivent être observées par les administrateurs et tous les employés, ainsi que par les entrepreneurs et les fournisseurs qui mènent des activités pour Cenovus ou en son nom. Les personnes physiques assujetties à ces deux politiques sont chargées de les appliquer à leur propre conduite et à leur propre travail. Chaque employé et administrateur est également prié d'étudier régulièrement les politiques afin de confirmer qu'il comprend ses responsabilités individuelles et se conforme aux exigences de chacune des politiques.

Le Code traite du discernement et de la gestion des situations éthiques et encadre la prise de décisions commerciales éthiques. Le Code aborde expressément les questions suivantes : a) le respect des lois et règlements; b) les occasions d'affaires; c) les conflits d'intérêts; d) la fraude et autres activités illégales semblables; e) la confidentialité et la divulgation; f) la sécurité et la responsabilité environnementale et d'entreprise; g) l'utilisation acceptable des systèmes et actifs de Cenovus; h) les incitatifs et cadeaux; i) les activités politiques et le lobbying; j) les opérations équitables; k) l'acquisition et la fourniture de biens et services; l) l'exactitude des livres et registres; m) les préoccupations en matière de comptabilité, d'audit et de communication de l'information; et n) les droits de la personne et le harcèlement.

La politique de RE traite de la conduite des affaires de Cenovus 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 de RE aborde expressément les questions suivantes : a) le leadership; b) la gouvernance d'entreprise et les pratiques commerciales; c) les droits de la personne; d) le respect de l'environnement; e) l'engagement envers les parties intéressées et 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 de RE prévoit que Cenovus reconnaît qu'il est important d'intégrer les questions environnementales à l'exercice de ses activités commerciales; d'appliquer les principes de gestion des risques à l'ensemble de ses opérations afin d'atténuer les effets sur l'environnement; et de continuer d'améliorer son respect de l'environnement par l'investissement dans la technologie et d'autres moyens.

En ce qui concerne les aspects sociaux, la politique de RE 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 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 entretenir des relations positives avec les collectivités au sein desquelles elle exerce ses activités, notamment en s'efforçant d'offrir des occasions de développement socio-économique et des programmes d'investissement communautaire favorisant le renforcement des capacités.

Outre le Code et la politique de RE, 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 de la loi 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 d'un 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 la responsabilité d'entreprise de Cenovus (le « rapport de RE »). Publié annuellement, le rapport de RE décrit les efforts de gestion et les résultats de la société dans les domaines énoncés plus haut s'inscrivant dans le cadre de la politique de RE de Cenovus, et aborde d'autres 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 2017 :

	Employés ETP
En amont	1 901
En aval	79
Entreprise	902
Total	2 882

Cenovus retient également les services d'un certain nombre d'entrepreneurs et de fournisseurs de services. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion annuel de 2017 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.

ACTIVITÉS À L'ÉTRANGER

Cenovus et ses secteurs à présenter ne dépendent aucunement d'activités menées à l'extérieur de l'Amérique du Nord. Par conséquent, l'exposition de la société aux risques et aux incertitudes présents dans certains pays jugés instables sur les plans politique et économique est limitée. Les activités futures à l'extérieur de l'Amérique du Nord peuvent être influencées de façon défavorable par des changements des politiques des États concernés, l'instabilité sociale ou d'autres événements politiques ou économiques dans ces États qui sont indépendants de la volonté de Cenovus, y compris l'expropriation de biens, l'annulation ou la modification de droits contractuels ou l'imposition de restrictions sur le rapatriement d'argent. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion annuel de 2017 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle, pour obtenir davantage de renseignements sur les taux de change ayant une incidence sur Cenovus.

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.

Les réserves de la société sont 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 Petroleum Consultants Ltd. (« GLJ »), pour qu'ils évaluent tous les ans la totalité de ses réserves prouvées et probables de bitume, de pétrole lourd, de pétrole léger et moyen, de gaz naturel classique, de gaz de schiste et de LGN et préparent des rapports sur celles-ci. McDaniel a évalué environ 92 pour cent des réserves prouvées de Cenovus, toutes situées en Alberta, et GLJ a évalué environ 8 pour cent des réserves prouvées de la société, situées en Alberta et en Colombie-Britannique.

Le comité des réserves (le « comité des réserves ») du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil »), composé d'administrateurs indépendants, passe 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 des réserves rencontre de façon indépendante la direction de Cenovus (la « direction ») 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 des réserves 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 majeure partie des réserves de bitume de Cenovus seront récupérées et produites au moyen de la technologie de DGMV, qui consiste à injecter de la vapeur dans des puits horizontaux forés dans la

formation de bitume et à récupérer le bitume réchauffé et l'eau à partir de puits productifs situés sous les puits d'injection. Cette technique laisse une empreinte en surface comparable à celle de la production de pétrole classique. Cenovus n'a aucune réserve de bitume qui nécessite des techniques d'extraction pour récupérer le bitume.

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 2017 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 figurant dans la présente notice annuelle sont en date du 14 février 2018, avec prise d'effet le 31 décembre 2017. McDaniel et GLJ ont tous deux préparé les renseignements en date du 12 janvier 2018.

DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES

Les données relatives aux réserves présentées résument les réserves de bitume, de pétrole 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 présentés avant et après impôt.

Sommaire de la participation de la société dans les réserves de pétrole et de gaz au 31 décembre 2017 (Prix et inflation prévisionnels)

	Bitume ³⁾ (Mb)	LGN ⁴⁾ (Mb)	Gaz naturel classique (Gpi ³⁾)	Gaz de schiste (Gpi ³⁾)	Total (Mbep)
Avant redevances¹⁾²⁾					
Réserves prouvées					
Développées exploitées	731	81	1 568	63	1 084
Développées inexploitées	106	1	27	3	112
Non développées	3 928	34	232	217	4 036
Réserves prouvées	4 765	116	1 827	283	5 232
Réserves probables	1 645	74	860	285	1 910
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	6 410	190	2 687	568	7 142

	Bitume ³⁾ (Mb)	LGN ⁴⁾ (Mb)	Gaz naturel classique (Gpi ³⁾)	Gaz de schiste (Gpi ³⁾)	Total (Mbep)
Après redevances²⁾⁵⁾					
Réserves prouvées					
Développées exploitées	569	66	1 460	62	888
Développées inexploitées	81	1	25	2	87
Non développées	2 939	29	213	199	3 038
Réserves prouvées	3 589	96	1 698	263	4 013
Réserves probables	1 203	62	784	253	1 436
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	4 792	158	2 482	516	5 449

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

2) Comprend les réserves associées aux actifs de Suffield vendus le 5 janvier 2018, lesquelles représentent avant redevances 69 Mbep et 82 Mbep de réserves prouvées et de réserves probables et probables, respectivement.

3) Comprend du pétrole lourd non substantiel représentant moins de 1 % des réserves totales de bitume prouvées et probables.

4) Comprend du pétrole léger et moyen non substantiel représentant 10 % des réserves totales de LGN prouvées et probables.

5) Comprend les réserves attribuables aux droits de redevances.

Sommaire de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs au 31 décembre 2017 (Prix et inflation prévisionnels)

	Au taux d'actualisation par année (en millions de dollars)					Valeur unitaire au taux d'actualisation de 10 % ²⁾
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	\$/bep
Avant charges d'impôts¹⁾						
Réserves prouvées						
Développées exploitées	17 222	16 886	14 800	13 007	11 574	16,66
Développées inexploitées	2 863	2 137	1 647	1 305	1 058	18,99
Non développées	114 532	49 376	24 933	14 108	8 650	8,21
Réserves prouvées	134 617	68 399	41 380	28 420	21 282	10,31
Réserves probables	57 861	20 640	9 362	5 228	3 390	6,52
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	192 478	89 039	50 742	33 648	24 672	9,31

	Au taux d'actualisation par année (en millions de dollars)				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
Après charges d'impôts¹⁾³⁾					
Réserves prouvées					
Développées exploitées	13 132	13 239	11 727	10 344	9 214
Développées inexploitées	2 141	1 601	1 237	982	798
Non développées	84 124	36 176	18 121	10 161	6 172
Réserves prouvées	99 397	51 016	31 085	21 487	16 184
Réserves probables	42 021	15 124	6 932	3 915	2 564
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	141 418	66 140	38 017	25 402	18 748

1) Comprend les produits des activités ordinaires nets futurs non substantiels associés aux actifs de Suffield vendus le 5 janvier 2018.

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

3) 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 la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Produits des activités ordinaires nets futurs totaux (non actualisés) au 31 décembre 2017

(Prix et inflation 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	Charges d'impôts futurs	Produits des activités ordinaires nets futurs après charges d'impôts futurs
Réserves prouvées	325 331	80 488	72 950	30 195	7 082	134 617	35 220	99 397
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	460 838	115 928	98 788	45 608	8 037	192 478	51 060	141 418

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 2017

(Prix et inflation prévisionnels)

Catégorie de réserves	Types de produits	Produits des activités ordinaires nets futurs avant charges d'impôts (au taux d'actualisation de 10 % par année) (en millions de dollars)	Valeur unitaire au taux d'actualisation de 10 % par année ¹⁾ (\$/bep)
Réserves prouvées	Bitume ²⁾	38 654	10,77
	Pétrole brut léger et moyen ³⁾	86	4,94
	Gaz naturel classique ⁴⁾	1 922	5,72
	Gaz de schiste ⁴⁾	718	10,22
	Total	41 380	10,31
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	Bitume ²⁾	46 401	9,68
	Pétrole brut léger et moyen ³⁾	172	6,42
	Gaz naturel classique ⁴⁾	2 824	5,76
	Gaz de schiste ⁴⁾	1 345	9,61
	Total	50 742	9,31

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

2) Comprend du pétrole lourd non substantiel.

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

4) Comprend des 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 lourd avec le bitume, et le pétrole léger et moyen avec les LGN, puisque les réserves de pétrole lourd et de pétrole léger et moyen ne sont pas substantielles.
- Conformément au Règlement 51-101, les montants indiqués concernant la VAN et les produits des activités ordinaires nets futurs comprennent tous les coûts d'abandon et de remise en état estimatifs actuels de Cenovus, plus toutes les estimations prévisionnelles des coûts d'abandon et de remise en état attribuables aux activités de développement futures associées aux réserves.
- L'arrondissement peut avoir un effet sur la somme des bep estimatifs.

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

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

- Les **réserves prouvées** sont les réserves qu'on estime avec une certitude élevée pouvoir récupérer. Il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures aux réserves prouvées estimatives.
- Les **réserves probables** sont les réserves supplémentaires pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées. Il est tout aussi probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives.

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

- Les **réserves développées** sont les réserves qu'on prévoit récupérer au moyen des puits existants et des installations actuelles ou, à défaut des installations déjà montées, dont la mise en production nécessiterait des dépenses peu élevées (p. ex., comparativement au coût du forage d'un puits). Les réserves développées peuvent être subdivisées comme suit :
 - Les **réserves développées exploitées** sont les réserves qu'on prévoit récupérer d'intervalles d'achèvement ouverts au moment de l'estimation; ou bien ces réserves sont exploitées au moment envisagé, ou bien, si elles sont inutilisées, elles doivent avoir été mises en production antérieurement et la date de reprise de la production doit être connue avec une certitude raisonnable.
 - Les **réserves développées inexploitées** sont les réserves qui n'ont pas été mises en production ou qui ont été en production antérieurement, mais qui sont inutilisées et dont la date de reprise de la production est inconnue.
- Les **réserves non développées** sont les réserves qu'on prévoit récupérer à partir de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables (p. ex., par rapport au coût du forage d'un puits); elles doivent respecter tous les critères de la catégorie de réserves (prouvées, probables) à laquelle elles sont attribuées.

Hypothèses de prix

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 2018. 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 2017, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Historique de la production » 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)
2018	57,50	68,60	50,61	72,41	2,43	0,0	0,790
2019	60,90	72,02	56,59	74,90	2,77	2,0	0,800
2020	64,13	74,48	60,86	77,07	3,19	2,0	0,817
2021	68,33	78,60	64,56	81,07	3,48	2,0	0,828
2022	71,19	80,84	66,63	83,32	3,67	2,0	0,840
2023	73,15	82,83	68,49	85,35	3,76	2,0	0,843
2024	75,16	85,17	70,63	87,75	3,85	2,0	0,843
2025	77,17	87,53	72,79	90,13	3,93	2,0	0,843
2026	79,01	89,66	74,72	92,32	4,02	2,0	0,843
2027	80,60	91,49	76,31	94,21	4,10	2,0	0,843
2028	82,20	93,31	77,84	96,11	4,19	2,0	0,843
2029+	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	2,0	0,843

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)	2018	2019	2020	2021	2022	Reste	Total
Réserves prouvées	737	1 030	880	1 118	1 523	24 907	30 195
Réserves prouvées et probables	845	1 019	1 019	1 272	1 768	39 685	45 608

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 lourd, au pétrole léger et moyen, aux LGN, au gaz naturel classique et au gaz de schiste pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, présenté en fonction des prix et de l'inflation prévisionnels. Toutes les réserves sont situées au Canada.

	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ¹⁾ (Gpi ³)	Gaz de schiste (Gpi ³)	Total (Mbep)
Prouvées							
31 décembre 2016	2 343	114	99	2	652	-	2 667
Extensions et récupération améliorée	141	-	-	1	35	-	148
Découvertes	-	2	-	-	-	-	2
Révisions techniques	28	2	-	-	86	-	43
Facteurs économiques	-	-	-	-	-	-	-
Acquisitions	2 345	-	14	108	1 557	289	2 775
Sorties d'actifs	-	(95)	(90)	(2)	(266)	-	(231)
Production	(107)	(8)	(10)	(6)	(237)	(6)	(172)
31 décembre 2017	4 750	15	13	103	1 827	283	5 232

	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ¹⁾ (Gpi ³)	Gaz de schiste (Gpi ³)	Total (Mbep)
Probables							
31 décembre 2016	976	75	43	1	212	-	1 130
Extensions et récupération améliorée	(141)	-	-	3	21	15	(132)
Découvertes	-	7	-	-	-	-	7
Révisions techniques	(10)	-	-	-	(3)	-	(10)
Facteurs économiques	-	-	-	-	-	-	-
Acquisitions	887	-	6	65	748	270	1 128
Sorties d'actifs	(79)	(70)	(43)	(1)	(118)	-	(213)
Production	-	-	-	-	-	-	-
31 décembre 2017	1 633	12	6	68	860	285	1 910

	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ¹⁾ (Gpi ³)	Gaz de schiste (Gpi ³)	Total (Mbep)
Prouvées et probables							
31 décembre 2016	3 319	189	142	3	864	-	3 797
Extensions et récupération améliorée	-	-	-	4	56	15	16
Découvertes	-	9	-	-	-	-	9
Révisions techniques	18	2	-	-	83	-	33
Facteurs économiques	-	-	-	-	-	-	-
Acquisitions	3 232	-	20	173	2 305	559	3 903
Sorties d'actifs	(79)	(165)	(133)	(3)	(384)	-	(444)
Production	(107)	(8)	(10)	(6)	(237)	(6)	(172)
31 décembre 2017	6 383	27	19	171	2 687	568	7 142

1) Comprend le méthane de houille au 31 décembre 2016. Au 31 décembre 2017, il ne reste pas de méthane de houille en raison des sorties d'actifs.

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

Les réserves prouvées de bitume ont augmenté d'environ 103 pour cent principalement en raison de l'acquisition de la participation directe restante de 50 pour cent dans FCCL et également par suite des agrandissements de zones approuvés par l'AER et du rendement accru des réservoirs à Foster Creek et à Narrows Lake.

Les réserves prouvées et probables de bitume ont augmenté de 92 pour cent du fait de l'acquisition de la participation directe restante de 50 pour cent dans FCCL, cette augmentation ayant été partiellement contrebalancée par la disposition du projet de Grand Rapids.

Les réserves prouvées et les réserves prouvées et probables de pétrole lourd ont diminué d'environ 87 et 86 pour cent, respectivement, en raison du dessaisissement des actifs de Pelican Lake, cette diminution ayant été partiellement contrebalancée par la découverte de Marten Hills.

Les réserves prouvées et les réserves prouvées et probables de pétrole léger et moyen ont toutes deux diminué de 87 pour cent. La diminution résulte principalement du dessaisissement des actifs de Palliser et de Weyburn, partiellement contrebalancée par l'acquisition des actifs du Deep Basin.

L'acquisition des actifs du Deep Basin a permis d'augmenter les réserves prouvées et les réserves prouvées et probables de LGN de Cenovus de 101 et 168 Mb, respectivement.

Les réserves prouvées de gaz naturel classique ont connu une hausse de 1 175 Gpi³, l'acquisition des actifs du Deep Basin et les révisions techniques positives ayant été partiellement contrebalancées par la disposition de Palliser. Les réserves prouvées et probables de gaz naturel classique ont connu une hausse de 1 823 Gpi³.

L'acquisition par Cenovus des actifs du Deep Basin a permis d'augmenter les réserves prouvées et les réserves prouvées et probables de gaz de schiste de 283 et 568 Gpi³, respectivement.

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*. En règle générale, il est prévu que les réserves prouvées non développées seront développées au cours des 50 prochaines années.

Les opérations sur les actifs réalisées en 2017 ont modifié la composition du portefeuille de types de produits présentés. 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 lourd, les LGN comprennent le pétrole léger et moyen, et le gaz naturel classique comprend le méthane de houille, et ce, pour les exercices 2015, 2016 et 2017 et pour la période antérieure à 2015. Grâce aux dispositions effectuées en 2017 et à la disposition des biens de Suffield réalisée au début de 2018, les réserves de pétrole lourd, de pétrole léger et moyen et de méthane de houille de la société ne sont plus importantes pour la société.

Prouvées non développées – Participation de la société avant redevances

	Bitume (Mb)		LGN (Mb)		Gaz naturel classique (Gpi ³)		Gaz de schiste (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
Antérieur	2 137	1 772	70	21	304	4	-	-	2 258	1 794
2015	238	1 890	1	19	1	4	-	-	239	1 910
2016	185	2 020	-	15	-	5	-	-	185	2 036
2017	2 051	3 928	34	34	232	232	217	217	2 159	4 036

Probables non développées – Participation de la société avant redevances

	Bitume (Mb)		LGN (Mb)		Gaz naturel classique (Gpi ³)		Gaz de schiste (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
Antérieur	2 020	1 369	43	15	61	11	-	-	2 073	1 386
2015	1	1 126	1	14	2	8	-	-	2	1 141
2016	10	981	-	15	-	9	-	-	10	998
2017	771	1 550	47	47	379	379	261	261	925	1 704

DÉVELOPPEMENT DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES NON DÉVELOPPÉES

Bitume

À la fin de 2017, Cenovus avait des réserves prouvées non développées de bitume de 3 926 millions de barils avant redevances, soit environ 83 pour cent du total des réserves prouvées de bitume de la société. De ses 1 633 millions de barils de réserves probables de bitume, 1 543 millions de barils, ou environ 94 pour cent, ne sont pas développés. Aux fins de la présente évaluation, il est prévu que ces 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 8 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. 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 développement, mais à l'intérieur d'une zone de projet approuvée. La norme utilisée par McDaniel pour les réserves probables est d'au moins quatre puits stratigraphiques par section. Si les réserves ne sont pas dans une zone de développement approuvée, l'approbation visant l'ajout de ces réserves dans la zone de développement approuvée doit être obtenue avant que le forage des paires de puits à DGMV en vue du développement ne puisse commencer.

Le développement des réserves prouvées 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. Le développement des réserves prouvées et probables non développées de Narrows Lake et les dépenses d'investissement s'y rapportant se poursuivent, la mise en production étant prévue entre 2020 et 2025. La production prévue des réserves prouvées de bitume de Cenovus s'étend sur environ 50 ans en fonction des installations existantes. La durée de la production à partir de la partie prouvée actuellement développée est estimée à environ 15 ans.

Gaz naturel classique, gaz de schiste et LGN

Les réserves prouvées non développées et les réserves prouvées et probables non développées associées aux actifs du Deep Basin de Cenovus représentent environ deux et quatre pour cent des réserves prouvées et des réserves prouvées et probables de la société, respectivement. Cenovus prévoit développer les réserves prouvées non développées des actifs du Deep Basin au cours des cinq prochaines années, et les réserves prouvées et probables non développées liées à ces actifs au cours des huit prochaines années.

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, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion annuel de 2017 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle.

AUTRES RENSEIGNEMENTS PÉTROLIERS ET GAZIERS

Terrains et puits pétroliers et gaziers

Les tableaux qui suivent résument les participations de Cenovus dans des puits productifs et non productifs, au 31 décembre 2017 :

	Pétrole		Gaz		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Puits productifs¹⁾						
Sables bitumineux ²⁾	587	587	220	220	807	807
Deep Basin ³⁾	747	415	4 143	2 908	4 890	3 323
Classique (activités abandonnées)	612	607	10 463	10 440	11 075	11 047
Total	1 946	1 609	14 826	13 568	16 772	15 177

1) Comprend les puits à multiples complétions : 9 734 puits bruts de gaz (9 713 puits nets) et 469 puits bruts de pétrole (468 puits nets).

2) Tous les puits exploités de Oil Sands sont situés en Alberta.

3) Comprend 4 469 puits productifs bruts (2 992 nets) situés en Alberta; 421 puits productifs bruts (331 nets) situés en Colombie-Britannique.

	Pétrole		Gaz		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Puits non productifs¹⁾						
Sables bitumineux ²⁾	162	162	259	240	421	402
Deep Basin ³⁾	238	168	646	516	884	684
Classique (activités abandonnées)	354	346	359	348	713	694
Total	754	676	1 264	1 104	2 018	1 780

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 Oil Sands sont situés en Alberta.

3) Comprend 860 puits non productifs bruts (664 nets) situés en Alberta; 24 puits non productifs (20 nets) situés en Colombie-Britannique.

Cenovus ne compte 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 2017¹⁾ :

Puits de développement forés	Sables bitumineux		Deep Basin		Classique		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Pétrole	286	187	-	-	24	24	310	211
Gaz	-	-	38	28	-	-	38	28
Secs et abandonnés	-	-	-	-	-	-	-	-
Total au Canada	286	187	38	28	24	24	348	239

1) Cenovus n'avait pas de participation ni d'intérêt dans des puits d'exploitation en 2017.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, le secteur Sables bitumineux a foré 220 puits d'exploration stratigraphiques bruts (123 puits nets) et le secteur Hydrocarbures classiques a foré 26 puits d'exploration stratigraphiques bruts (26 puits nets). Le secteur Deep Basin n'a foré aucun puits d'exploration stratigraphique.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, les secteurs Sables bitumineux, Hydrocarbures classiques et Deep Basin n'ont foré aucun puits de service.

Les paires de puits de DGMV sont comptées comme un seul puits de pétrole productif dans le tableau précédent.

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 des biens dans le Deep Basin.

Terrains sans réserves attribuées

Cenovus possède environ 6,3 millions d'acres brutes (5,1 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. Il n'y a actuellement aucun engagement de travaux à l'égard de ces terrains.

Cenovus possède des droits relatifs à l'exploration, au développement et à l'exploitation d'environ 74 880 acres nettes qui pourraient expirer le 31 décembre 2018 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. Se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion annuel de 2017 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle, pour obtenir d'autres renseignements sur les facteurs économiques et les facteurs de risque pertinents aux terrains de Cenovus auxquels aucune réserve n'a été attribuée.

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 de ses actifs en amont existants étaient d'environ 2 139 millions de dollars (environ 712 millions de dollars, avec un taux d'actualisation de 10 pour cent) au 31 décembre 2017; elle prévoit payer entre 200 et 250 millions de dollars de ces coûts au cours des trois prochains exercices. Cenovus s'attend à engager ces coûts à l'égard d'une partie des 10 154 puits nets. Ces données ne comprennent pas les coûts d'abandon et de remise en état des actifs de Suffield qui ont été vendus dans le cadre d'une opération qui s'est conclue le 5 janvier 2018.

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 7 milliards de dollars ont été déduits de l'estimation de nos produits des activités ordinaires nets futurs, ce qui correspond aux coûts d'abandon et de remise en état totaux estimatifs actuels de la société, plus toutes les estimations prévisionnelles des coûts d'abandon et de remise en état attribuables aux activités de développement associées aux réserves.

Horizon fiscal

En 2018, Cenovus prévoit à l'heure actuelle subir des pertes aux fins de l'impôt sur le résultat et récupérer de l'impôt sur le résultat payé au cours d'années antérieures. La société peut devoir payer de l'impôt en 2019.

Coûts engagés

(en millions de dollars)

	2017
Acquisitions	
Non prouvées	3 372
Prouvées	15 016
Acquisitions totales	18 388
Frais d'exploration	147
Frais de développement	1 257
Frais totaux engagés	19 792

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 2017.

Estimations de la production

Le tableau qui suit résume le volume quotidien moyen estimatif en 2018 de la participation directe de la société avant redevances dont il est fait état dans les rapports sur les réserves à l'égard de tous les terrains détenus au 31 décembre 2017 calculé 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 2018

Coûts et prix prévisionnels	Prouvées	Prouvées et probables
Bitume (b/j) ¹⁾	388 360	406 718
Pétrole lourd (b/j)	6 645	6 889
Pétrole léger et moyen (b/j)	5 317	5 788
Gaz naturel classique (Mpi ³ /j)	584	655
Gaz de schiste (Mpi ³ /j)	37	39
LGN (b/j)	26 989	29 413
Total (bep/j)	530 781	564 489

1) Comprend la production de Foster Creek de 167 801 barils par jour dans la catégorie prouvée et de 173 630 barils par jour dans la catégorie prouvée et probable et la production de Christina Lake de 220 559 barils par jour dans la catégorie prouvée et de 233 088 barils par jour dans la catégorie prouvée et probable.

Historique de la production et résultats par élément – avant redevances

	2017	T4	T3	T2	T1
Bitume					
Production totale (b/j)	292 479	361 363	362 494	261 812	181 501
Foster Creek	124 752	154 784	154 363	107 859	80 866
Christina Lake	167 727	206 579	208 131	153 953	100 635
Prix de vente (\$/b)	41,49	46,08	40,02	39,73	38,08
Redevances (\$/b)	2,22	3,63	1,60	1,52	1,78
Transport et fluidification (\$/b)	6,33	6,55	6,11	6,68	5,81
Charges d'exploitation (\$/b)	8,40	8,39	7,58	9,19	8,97
Rentrées nettes ¹⁾	24,54	27,51	24,73	22,34	21,52
Pétrole lourd					
Production totale (b/j)	21 478	6 675	25 549	26 593	27 277
Prix de vente (\$/b)	48,46	58,93	48,01	46,67	47,77
Redevances (\$/b)	6,41	3,10	7,04	6,15	7,03
Transport et fluidification (\$/b)	4,44	4,49	5,45	4,48	3,40
Charges d'exploitation (\$/b)	14,85	20,64	15,50	14,56	12,86
Taxes sur la production et impôts miniers (\$/b)	0,02	0,05	0,01	0,01	0,02
Rentrées nettes ¹⁾	22,74	30,65	20,01	21,47	24,46
Pétrole léger et moyen					
Production totale (b/j)	28 746	26 101	33 441	30 292	25 089
Prix de vente (\$/b)	56,71	62,61	52,03	57,01	56,84
Redevances (\$/b)	11,50	12,91	9,71	11,32	12,75
Transport et fluidification (\$/b)	2,74	2,56	2,40	3,33	2,70
Charges d'exploitation (\$/b)	16,24	16,83	15,92	15,68	16,77
Taxes sur la production et impôts miniers (\$/b)	1,62	1,74	1,24	1,66	1,95
Rentrées nettes ¹⁾	24,61	28,57	22,76	25,02	22,67
Gaz naturel classique²⁾					
Production totale (b/j)	659	795	851	620	363
Prix de vente (\$/b)	2,25	1,92	1,84	2,82	2,99
Redevances (\$/b)	0,10	0,08	0,07	0,12	0,14
Transport et fluidification (\$/b)	0,20	0,25	0,22	0,16	0,12
Charges d'exploitation (\$/b)	1,36	1,38	1,36	1,33	1,34
Taxes sur la production et impôts miniers (\$/b)	0,01	-	0,01	0,01	0,02
Rentrées nettes ¹⁾	0,58	0,21	0,18	1,20	1,37
LGN					
Production totale (b/j)	18 001	28 018	27 571	14 967	1 047
Prix de vente (\$/b)	33,73	38,66	31,10	28,27	48,35
Redevances (\$/b)	3,44	4,38	2,86	2,54	6,42
Transport et fluidification (\$/b)	2,47	2,80	2,76	1,46	-
Charges d'exploitation (\$/b)	7,24	6,57	8,71	6,30	-
Rentrées nettes ¹⁾	20,58	24,91	16,77	17,97	41,93

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, des charges d'exploitation et des taxes sur la production et impôts miniers, divisée par les volumes de 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. 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) Le gaz naturel classique comprend le méthane de houille et le gaz de schiste, ce dernier représentant 2,69 % de la production totale de gaz naturel classique.

Dépenses d'investissement, acquisitions et sorties d'actifs

En 2017, Cenovus avait un programme actif visant à se départir de certains actifs existants du secteur Hydrocarbures classiques afin de se concentrer davantage sur ses actifs clés prévus dans son plan d'affaires à long terme et de générer des produits pour financer le désendettement de son bilan.

Au troisième trimestre de 2017, Cenovus a vendu ses actifs de pétrole lourd à Pelican Lake, y compris le projet de Grand Rapids, qui y est adjacent, pour un produit en trésorerie brut de 975 millions de dollars. Au quatrième trimestre de 2017, Cenovus a vendu ses activités liées au pétrole brut et au gaz naturel à Palliser, au sud de l'Alberta, pour un produit en trésorerie brut de 1,3 milliard de dollars ainsi que ses activités de récupération assistée du pétrole par injection de dioxyde de carbone à Weyburn, en Saskatchewan, pour un produit en trésorerie brut de 940 millions de dollars. Au premier trimestre de 2018, Cenovus a également vendu ses actifs de pétrole brut et de gaz naturel à Suffield pour un produit en trésorerie brut de 512 millions de dollars.

Le tableau suivant fait état du montant net des dépenses d'investissement de Cenovus pour 2017 et 2016 :

Dépenses d'investissement – montant net (en millions de dollars)	2017	2016
Dépenses d'investissement		
Sables bitumineux		
Foster Creek	455	263
Christina Lake	426	282
Total	881	545
Autres régions du segment des sables bitumineux	92	59
	973	604
Deep Basin ¹⁾	225	-
Raffinage et commercialisation	180	220
Classique (activités abandonnées)	206	171
Activités non sectorielles	77	31
Dépenses d'investissement	1 661	1 026
Acquisitions ²⁾	18 388	11
Sorties d'actifs ²⁾	(3 210)	(8)
Activités nettes d'acquisitions et de sorties d'actifs	15 178	3
Dépenses d'investissement – montant net ³⁾	16 839	1 029

1) Les actifs du Deep Basin ont été acquis le 17 mai 2017.

2) Dans le cadre de l'acquisition, Cenovus a été réputée avoir cédé sa participation précédemment détenue dans FCCL et l'avoir rachetée à la juste valeur, conformément à IFRS 3, ce qui n'est pas reflété dans le tableau ci-dessus. Au 17 mai 2017, la valeur comptable de la participation précédemment détenue s'établissait à 9 081 millions de dollars et la juste valeur à 11 604 millions de dollars.

3) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles ainsi qu'aux actifs d'exploration et d'évaluation et aux actifs détenus aux fins de leur vente.

ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

ADMINISTRATEURS

Les personnes qui suivent sont des administrateurs de Cenovus au 31 décembre 2017.

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis ¹⁾	Occupation principale au cours des cinq dernières années
Susan F. Dabarno ^(3,4,5) Bracebridge (Ontario) Canada	2017 Indépendante	M ^{me} Dabarno est administratrice de la Société Financière Manuvie. Elle possède une expertise appréciable en gestion du patrimoine et en finances et a été présidente du conseil membre de la direction de Richardson Partners Financial Limited (« Richardson »), une société indépendante spécialisée dans les services de gestion du patrimoine, d'octobre 2009 à avril 2010, et présidente et chef de la direction de juin 2003 à octobre 2009. Avant d'entrer au service de Richardson, elle était présidente et chef de l'exploitation de Merrill Lynch Canada Inc.
Patrick D. Daniel ^(4,7) Calgary (Alberta) Canada	2009 (président) Indépendant	M. Daniel préside le conseil de Cenovus depuis avril 2017. Il est administrateur de la Banque Canadienne Impériale de Commerce; administrateur de Capital Power Corporation, société ouverte nord-américaine de production d'électricité; et président du bureau de révision nord-américain d'American Air Liquide Holdings, Inc., filiale d'une société ouverte de services de gaz industriels. M. Daniel a été administrateur d'Enbridge Inc. (« Enbridge »), société ouverte de distribution d'énergie, d'avril 2000 à octobre 2012. Pendant son mandat chez Enbridge, il a également été chef de la direction de février à octobre 2012, président et chef de la direction de janvier 2001 à février 2012, et président et chef de l'exploitation de septembre 2000 à janvier 2001.

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis ¹⁾	Occupation principale au cours des cinq dernières années
Ian W. Delaney ^(3,4,6) Toronto (Ontario) Canada	2009 Indépendant	<p>M. Delaney est président du conseil de The Westaim Corporation, société ouverte de placement et président du conseil d'Ontario Air Ambulance Services Co. (Ornge), organisme sans but lucratif de transport médical aérien et terrestre. Il a été administrateur de Sherritt International Corporation (« Sherritt »), société ouverte diversifiée du secteur des ressources naturelles qui produit du nickel, du cobalt, du charbon thermique, du pétrole, du gaz et de l'électricité, d'octobre 1995 à mai 2013. Pendant son mandat chez Sherritt, il a également été président du conseil de novembre 1995 à mai 2004, président du conseil membre de la direction de mai 2004 à décembre 2008, président du conseil et chef de la direction de janvier 2009 à décembre 2011 et président du conseil de janvier 2012 à mai 2013. M. Delaney a également été président du conseil d'UrtheCast Corp. (auparavant, Longford Energy Inc.), société ouverte de création de technologie vidéo, d'août 2012 à octobre 2013 et administrateur de Dacha Strategic Metals Inc., société ouverte de placement axée sur l'acquisition, le stockage et la négociation de métaux stratégiques, de novembre 2012 à septembre 2014.</p>
Steven F. Leer ^(2,3,4) Boca Grande (Floride) États-Unis	2015 Indépendant	<p>M. Leer est administrateur principal de Norfolk Southern Corporation, société ouverte nord-américaine de transport ferroviaire; président du conseil non membre de la direction d'USG Corporation (« USG »), société ouverte de fabrication et de distribution de systèmes de construction à rendement élevé; et administrateur de Parsons Corporation, société fermée de services techniques, d'ingénierie, de construction et de gestion. M. Leer a été administrateur d'USG de juin 2005 à janvier 2012, et administrateur principal de janvier 2012 à novembre 2016. Il a également été président du conseil d'Arch Coal, Inc. (« Arch Coal »), société ouverte de production de charbon, d'avril 2006 à avril 2014, et administrateur d'Arch Coal et de la société qui l'a précédée à compter de 1992. Pendant son mandat chez Arch Coal et la société qui l'a précédée, M. Leer en a également été chef de la direction de juillet 1992 à avril 2012.</p>
Richard J. Marcogliese ^(4,5,6) Alamo (Californie) États-Unis	2016 Indépendant	<p>M. Marcogliese est directeur d'iRefine, LLC, société fermée de consultation en raffinage de pétrole; conseiller exécutif de Pilko & Associates L.P., société fermée d'expertise-conseils en produits chimiques et en énergie; et conseiller en exploitation auprès de NTR Partners III LLC, société fermée de placement. Il a été 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, de septembre 2012 à janvier 2016.</p>
Claude Mongeau ^(2,4,5) Montréal (Québec) Canada	2016 Indépendant	<p>M. Mongeau est administrateur de La Banque Toronto-Dominion et de TELUS Corporation. Il a été administrateur de la Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada (« CN »), société ouverte ferroviaire et de transport, d'octobre 2009 à juillet 2016, et président et chef de la direction de janvier 2010 à juin 2016. Pendant son mandat chez CN, il a également été vice-président directeur et chef des finances d'octobre 2000 à décembre 2009, et a occupé divers postes aux responsabilités croissantes à compter du moment où il s'est joint à l'entreprise en 1994. M. Mongeau a également été administrateur de Groupe SNC-Lavalin inc. d'août 2003 à mai 2015 et président du conseil de l'Association des chemins de fer du</p>

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis ¹⁾	Occupation principale au cours des cinq dernières années
Alexander J. Pourbaix ⁽⁸⁾ Calgary (Alberta) Canada	2017	M. Pourbaix est président et chef de la direction de Cenovus depuis le 6 novembre 2017 et est administrateur de Trican Well Service Ltd. M. Pourbaix a été chef de l'exploitation de TransCanada Corporation (« TransCanada »), une société ouverte d'infrastructure énergétique, d'octobre 2015 à avril 2017. Pendant son mandat chez TransCanada, 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. M. Pourbaix a été membre et ancien président du conseil de l'Association canadienne de pipelines d'énergie.
Charles M. Rampacek ^(3,4,6) Fredericksburg (Texas) États-Unis	2009 Indépendant	M. Rampacek est administrateur d'Energy Services Holdings, LLC, société fermée de services industriels qui a été créée en 2012 par le regroupement d'Ardent Holdings, LLC et d'une autre société. M. Rampacek a été administrateur de Flowserve Corporation, société ouverte de fabrication de matériel industriel, de mars 1998 à mai 2016. Il a été président du conseil d'Ardent Holdings, LLC, de décembre 2008 à juillet 2012. Il a également été administrateur d'Enterprise Products Holdings, LLC, seul commandité d'Enterprise Products Partners, L.P., société en commandite ouverte de services d'énergie intermédiaires, de novembre 2006 à septembre 2011, et de Pilko & Associates L.P., société fermée d'expertise-conseils en produits chimiques et en énergie, de septembre 2011 à février 2014.
Colin Taylor ^(2,4,5) Toronto (Ontario) Canada	2009 Indépendant	M. Taylor a exercé pendant deux mandats consécutifs de quatre ans les fonctions de chef de la direction et d'associé directeur-général de Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. et, par la suite, celles de conseiller en chef auprès du même cabinet jusqu'à son départ à la retraite en mai 2008. M. Taylor est Fellow de l'Institut des comptables agréés de l'Ontario et membre des Comptables professionnels agréés du Canada.
Wayne G. Thomson ^(2,4,5) Calgary (Alberta) Canada	2009 Indépendant	M. Thomson est administrateur de TVI Pacific Inc., société minière internationale ouverte; président du conseil de Maha Energy Inc., société pétrolière et gazière suédoise ouverte; président du conseil d'Inventys Thermal Technologies Inc. (« inventys »), société fermée de technologie de capture du carbone; et président du conseil et président d'Enviro Valve Inc., société fermée de fabrication de soupapes de surpression brevetées. M. Thomson a été président du conseil membre de la direction par intérim d'Inventys de mai 2016 à février 2017, ainsi que chef de la direction d'Iskander Energy Corp., société pétrolière et gazière internationale fermée, de novembre 2011 à août 2014, et administrateur de novembre 2011 à mars 2016.
Rhonda I. Zygocki ^(3,4,6) 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, 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. Elle est conseillère principale auprès du Center for Strategic and International Studies et ancienne membre du comité consultatif du Woodrow Wilson International Center of Scholars Canada Institute.

1) MM. Daniel, Delaney, Rampacek, Taylor et Thomson sont initialement devenus membre du conseil de Cenovus aux termes de l'arrangement;

- M. Leer a été élu administrateur du conseil de Cenovus à l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires du 29 avril 2015,
- M^{me} Zygocki et M. Marcogliese ont 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^{me} Dabarno a été élue administratrice du conseil de Cenovus à l'assemblée annuelle des actionnaires du 26 avril 2017, et
- M. Pourbaix a été nommé président et chef de la direction et administrateur du conseil de Cenovus à compter du 6 novembre 2017.
- 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 des réserves.
 6) Membre du comité de la sécurité, de l'environnement et de la responsabilité.
 7) Membre d'office, bénéficiant d'une invitation permanente, sans droit de vote de tous les autres comités du conseil de Cenovus. En tant que membre d'office sans droit de vote, M. Daniel assiste aux réunions lorsque son horaire le lui permet et peut voter lorsque cela est requis pour atteindre le quorum fixé.
 8) À titre de dirigeant et d'administrateur non indépendant, M. Pourbaix ne siège à aucun comité du conseil.

MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Les personnes suivantes étaient membres de la haute direction de Cenovus au 31 décembre 2017.

Nom et résidence	Poste et occupation principale 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 ».
Ivor M. Ruste Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur et chef des finances M. Ruste est devenu vice-président directeur et chef des finances de Cenovus depuis qu'elle a été constituée le 30 novembre 2009. Il prendra sa retraite de Cenovus le 30 avril 2018.
Harbir S. Chhina Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur et chef des technologies M. Chhina est devenu vice-président directeur et chef des technologies le 25 avril 2017. De septembre 2015 à avril 2017, il a été vice-président directeur du développement des sables bitumineux; de décembre 2010 à août 2015, il a été vice-président directeur du secteur Sables bitumineux; et de novembre 2009 à novembre 2010, M. Chhina a été vice-président directeur de la mise en valeur assistée du pétrole et des nouvelles zones de ressources de Cenovus.
Keith Chiasson Calgary (Alberta) Canada	Vice-président principal, Activités en aval M. Chiasson est devenu vice-président principal, Activités en aval, le 14 décembre 2017. Du 15 mai 2017 au 13 décembre 2017, il a été vice-président des activités de production des sables bitumineux, et de juillet 2016 à mai 2017, il a été vice-président de l'exploitation de Cenovus. D'avril 2016 à juillet 2016, M. Chiasson a été le directeur de l'exploitation pour le projet Kearl chez Imperial Oil Resources. De septembre 2013 à avril 2016, il a été le directeur de l'exploitation d'ExxonMobil pour la région des États-Unis. De janvier 2012 à septembre 2013, M. Chiasson a été directeur de la planification et de l'analyse commerciale d'ExxonMobil Production Company.
Kieron McFadyen Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur et président, Pétrole et gaz naturel en amont (ancien titre) M. McFadyen a remis sa démission à Cenovus en date du 15 janvier 2018. Il est devenu vice-président directeur et président, Pétrole et gaz naturel en amont de Cenovus le 6 avril 2016. De janvier 2012 à avril 2016, M. McFadyen a été vice-président du Groupe, Coentreprises non exploitées de Royal Dutch Shell plc (« Royal Dutch Shell »), société pétrolière et gazière multinationale, et de novembre 2006 à janvier 2012, il a été vice-président directeur et vice-président du Groupe (HSSE et responsabilité sociale) de Royal Dutch Shell.
Alan C. Reid Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Participation des parties prenantes, sécurité et services juridiques, et chef du contentieux M. Reid est devenu vice-président directeur, Participation des parties prenantes, sécurité et services juridiques, et chef du contentieux le 14 décembre 2017. Du 1 ^{er} décembre 2015 au 13 décembre 2017, M. Reid a été vice-président directeur, Environnement, affaires générales et services juridiques, et chef du contentieux; de septembre 2015 à novembre 2015, il a été vice-président directeur, Environnement, affaires générales et services juridiques; de janvier 2014 à août 2015, il a été vice-président principal à Christina Lake et à Narrows Lake; de janvier 2012 à janvier 2014, il a été vice-président principal à Christina Lake; et de novembre 2009 à janvier 2012, M. Reid a été vice-président, Réglementation, santé et sécurité, de Cenovus.

Nom et résidence**Poste et occupation principale au cours des cinq dernières années**

Sarah J. Walters
Calgary (Alberta) Canada

Vice-présidente principale, Services généraux

M^{me} Walters est devenue vice-présidente principale, Services généraux le 14 décembre 2017. Du 1^{er} janvier au 13 décembre 2017, M^{me} Walters a été vice-présidente des ressources humaines; de septembre 2015 à décembre 2016, elle a été vice-présidente, Organisation et individus; de mars 2014 à août 2015, elle a été vice-présidente des partenaires d'affaires RH et de la conception organisationnelle; de juillet 2013 à février 2014, elle a été vice-présidente des partenaires d'affaires RH; et de mars 2013 à juillet 2013, M^{me} Walters a été vice-présidente des services consultatifs des ressources humaines de Cenovus. Avant de se joindre à Cenovus en mars 2013, M^{me} Walters a été vice-présidente des ressources humaines, Activités internationales de la région de l'Ouest de Société d'énergie Talisman Inc.

J. Drew Zieglgansberger
Calgary (Alberta) Canada

Vice-président directeur, Activités en amont

M. Zieglgansberger est devenu vice-président directeur, Activités en amont, le 16 janvier 2018. Du 3 avril 2017 au 15 janvier 2018, M. Zieglgansberger a été vice-président directeur, Deep Basin; de septembre 2015 à avril 2017, il a été vice-président directeur, Production des sables bitumineux; de juin 2015 à août 2015, il a été vice-président directeur, Exploitation et services partagés; de juin 2012 à mai 2015, il a été vice-président principal, Exploitation et services partagés; de janvier 2012 à mai 2012, il a été vice-président principal, Réglementation, collectivités locales et militaire; et de décembre 2010 à janvier 2012, M. Zieglgansberger a été vice-président principal de Cenovus à Christina Lake.

Au 31 décembre 2017, la totalité des administrateurs et des membres de la haute direction de Cenovus, en tant que groupe, étaient propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 1 839 253 actions ordinaires de Cenovus (les « actions ordinaires »), soit environ 0,15 pour cent du nombre d'actions ordinaires qui étaient en circulation à cette date, ou exerçaient un contrôle ou une emprise sur de telles actions, directement ou indirectement.

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

ORDONNANCES DE CESSATION DES OPÉRATIONS, FAILLITES, PÉNALITÉS OU SANCTIONS

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

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

cette personne à titre d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances.

À la connaissance de la société, sauf tel qu'il est décrit ci-après, 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.

M. Delaney était administrateur d'OPTI Canada Inc. (« OPTI ») lorsque cette société a entrepris des procédures en vue d'obtenir la protection contre ses créanciers en vertu de la *Loi sur les arrangements*

avec les créanciers des compagnies (Canada) (la « Loi ACC ») le 13 juillet 2011. Ernst & Young Inc. a été nommée contrôleur d'OPTI. Le 28 novembre 2011, OPTI a annoncé qu'elle avait conclu une opération aux termes de laquelle une filiale de CNOOC Limited avait fait l'acquisition de la totalité des titres en circulation d'OPTI aux termes d'un plan d'arrangement en vertu de la Loi ACC et de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*.

M. Mongeau était, avant le 10 août 2009, administrateur de Corporation Nortel Networks et de Corporation Nortel Networks Limitée lorsque chacune d'elles a déposé une demande de protection contre les créanciers en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada) le 14 janvier 2009. Certaines filiales américaines ont déposé aux États-Unis des requêtes volontaires aux termes du chapitre 11 du *Bankruptcy Code* des États-Unis, et certaines filiales d'Europe, du Moyen-Orient et d'Afrique ont déposé des requêtes semblables en Europe et au Moyen-Orient.

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). 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.

Steven F. Leer

M. Leer est titulaire d'un baccalauréat en génie électrique (University of the Pacific) et d'une maîtrise en administration des affaires (Olin School of Business, Washington University). Il a reçu un doctorat honorifique de la University of the Pacific en mai 1993. M. Leer est administrateur principal de Norfolk Southern Corporation, société ouverte nord-américaine de transport ferroviaire. Il est président du conseil non membre de la direction d'USG Corporation (« USG »), société ouverte de fabrication et de distribution de systèmes de construction à rendement élevé, et administrateur de Parsons Corporation, société fermée de services techniques, d'ingénierie, de construction et de gestion. M. Leer a été administrateur principal d'USG de janvier 2012 à novembre 2016 et administrateur d'USG de juin 2005 à janvier 2012; pendant cette période, il a été membre et président du comité de gouvernance d'USG et membre de son comité de la rémunération et de l'organisation. M. Leer a aussi été président du conseil d'Arch Coal, Inc. (« Arc Coal »), société

ouverte de production de charbon, d'avril 2006 à avril 2014, et administrateur d'Arch Coal et de la société qui l'a précédée de 1992 à avril 2014. Pendant son mandat chez Arch Coal et la société qui l'a précédée, M. Leer en a également été chef de la direction de juillet 1992 à avril 2012 et président de juillet 1992 à avril 2006. M. Leer a été président du Center for Energy and Economic Development, du National Coal Council et de la National Mining Association, et a siégé au conseil du Mineral Information Institute. M. Leer est un ancien membre du conseil des fiduciaires de Washington University à St. Louis et il était auparavant administrateur de la Business Roundtable et de la National Association of Manufacturers. Il siège aux conseils du Center for Energy and Economic Development, du National Coal Council et de la National Mining Association. Il est en outre délégué du Conseil consultatif de l'industrie du charbon de l'Agence internationale de l'énergie à Paris.

Claude Mongeau

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 et de TELUS Corporation. Il a été administrateur de la Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada (« CN »), société ouverte ferroviaire et de transport, d'octobre 2009 à juillet 2016, et président et chef de la direction de janvier 2010 à juin 2016. Pendant son mandat chez

CN, il a été vice-président directeur et chef des finances d'octobre 2000 à décembre 2009, et depuis le moment où il s'est joint à l'entreprise en 1994 il a occupé les postes de vice-président, Planification stratégique et financière et vice-président adjoint, Développement corporatif. Avant de travailler pour le CN, M. Mongeau a été directeur, Expansion de l'entreprise d'Imasco Inc., de 1993 à 1994, associé au sein du Groupe Secor Inc., société d'expertise-conseil en gestion établie à Montréal qui fournit des services de consultation stratégique à de grandes entreprises canadiennes, de 1989 à 1993, et conseiller auprès de Bain & Company de 1988 à 1989. M. Mongeau a également été administrateur du Groupe SNC-Lavalin inc. d'août 2003 à mai 2015 et administrateur de Corporation Nortel Networks et de Corporation Nortel Networks Limitée de juin 2006 à août 2009.

M. Mongeau a été président du conseil de l'Association des chemins de fer du Canada. Il a figuré au palmarès des 40 Canadiens performants de moins de 40 ans en 1997 et a été nommé directeur financier canadien de l'année 2005 par un comité indépendant composé d'éminents dirigeants d'entreprises canadiennes.

Colin Taylor
(expert financier du comité d'audit et président du comité d'audit)

M. Taylor est comptable professionnel agréé, Fellow de l'Institut des comptables agréés de l'Ontario et membre des Comptables professionnels agréés du Canada. Il est également diplômé de l'Advanced Management Program de la Harvard University. M. Taylor a exercé pendant deux mandats consécutifs de quatre ans les fonctions de chef de la direction et d'associé directeur chez Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l., comptables professionnels agréés, et, par la suite, celles de conseiller principal jusqu'à son départ à la retraite en mai 2008. Il a également agi à titre d'associé-conseil auprès de nombreux clients des secteurs public et privé de Deloitte & Touche s.e.n.c.r.l. et exercé de nombreuses fonctions de gouvernance et de gestion internationale tout au long de sa carrière.

Wayne G. Thomson

M. Thomson est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie mécanique (Université du Manitoba) et il est ingénieur. Il est administrateur de TVI Pacific Inc., société minière internationale ouverte; président du conseil de Maha Energy Inc., société pétrolière et gazière suédoise ouverte; et président du conseil d'Inventys Thermal Technologies Inc. (« Inventys »). Il est également président du conseil et président d'Enviro Valve Inc., société fermée de fabrication de soupapes de suppression brevetées, depuis 2005. M. Thomson a été président du conseil membre de la direction par intérim d'Inventys de mai 2016 à février 2017, ainsi que chef de la direction d'Iskander Energy Corp (« Iskander ») de novembre 2011 à août 2014 et administrateur d'Iskander de novembre 2011 à mars 2016.

Patrick D. Daniel, 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 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 2017 et 2016 :

(en milliers de dollars)	2017	2016
Honoraires d'audit ¹⁾	2 852	2 863
Honoraires pour services liés à l'audit ²⁾	987	111
Honoraires pour services fiscaux ³⁾	1	1
Tous les autres honoraires ⁴⁾	20	10
Total	3 860	2 985

- 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. 70 000 \$ présentés en 2016 dans les honoraires pour services fiscaux ont été reclassés dans les honoraires d'audit.
- 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, les élaborations de systèmes, les essais de contrôle et les frais de participation exigés par le Conseil canadien sur la reddition de comptes. Les honoraires afférents à l'acquisition des actifs de ConocoPhillips ou au dessaisissement des actifs d'hydrocarbures classiques de Cenovus 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 liés à l'audit et les services rendus en matière de conformité fiscale, de conseils fiscaux et de planification fiscale. 70 000 \$ présentés en 2016 dans les honoraires pour services fiscaux ont été reclassés dans les honoraires d'audit.
- 4) En 2016, tous les autres honoraires ont trait à une évaluation de l'état de préparation en vue de respecter les exigences en matière de production de rapports prévues par la Loi sur les mesures de transparence dans le secteur extractif (« LMTSE »). En 2017, tous les autres honoraires se rapportent à des procédures prévues par la LMTSE.

DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS

Le texte qui suit résume les droits, privilèges, restrictions et conditions qui sont rattachés aux actions ordinaires et aux actions privilégiées de premier et de deuxième rangs de Cenovus (collectivement, les « actions privilégiées »). 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. Au 31 décembre 2017, environ 1 228,8 millions d'actions ordinaires étaient en circulation, mais aucune action privilégiée n'était en circulation.

ACTIONS ORDINAIRES

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

ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Les actions privilégiées peuvent être émises 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. Conformément à la résolution spéciale des actionnaires de la société passée à l'assemblée annuelle et extraordinaire de ses actionnaires le 29 avril 2015, les statuts de la société

ont été modifiés pour prévoir que 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.

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 la société) 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. Le régime de droits des actionnaires a été reconfirmé à l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de 2015 et doit être reconfirmé toutes les trois assemblées annuelles des actionnaires de la société. Les actionnaires seront invités à reconfirmation le régime lors de l'assemblée annuelle des actionnaires de 2018.

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

RÉGIME D'OPTIONS D'ACHAT D'ACTION DES EMPLOYÉS

Cenovus a un régime d'options d'achat d'actions des employés qui offre aux employés l'occasion d'exercer des options visant l'achat d'actions ordinaires. Les prix d'exercice des options correspondent approximativement au cours des actions ordinaires à la date d'émission des options. Les options attribuées

peuvent être exercées à hauteur de 30 pour cent du nombre d'options attribuées après un an et une tranche supplémentaire de 30 pour cent du nombre d'options attribuées peuvent être exercées après deux ans, et ces options peuvent être exercées intégralement après trois ans. Les options attribuées avant le 17 février 2010 ont expiré après cinq ans alors que les options attribuées à compter du 17 février 2010 expirent après sept ans. Chaque option attribuée avant le 24 février 2011 comporte un droit à la plus-value des actions jumelé connexe qui confère au titulaire de l'option le droit de choisir de recevoir un paiement en espèces égal à la différence positive du cours des actions ordinaires au moment de l'exercice par rapport au prix d'exercice de l'option, en échange de la remise de l'option. Chaque option attribuée depuis le 24 février 2011 comporte un droit de règlement net connexe. Plutôt que d'exercer l'option, le droit de règlement net attribué au titulaire de l'option le droit de recevoir le nombre d'actions ordinaires pouvant être acquises au moyen de la valeur excédentaire du cours des actions ordinaires au moment de l'exercice par rapport au prix d'exercice de l'option.

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 pourraient 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 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 2017 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 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	Ba2	BBB	BBB-
Perspective/tendance	Négative	Stable	Négative	Stable

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 toute période donnée et peut être révisée ou retirée ultérieurement par l'agence de notation 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 risque 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 (habituellement de six mois à deux ans). 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 « négative » indique qu'une note peut être abaissée.

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 Ba2 de Moody's fait partie de la cinquième catégorie en importance sur neuf, et est attribuée aux titres d'emprunt qui sont considérés comme relevant de la catégorie spéculative et qui sont exposés à un risque de crédit substantiel. 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 1 signifie que l'émission se place dans la partie supérieure de sa catégorie de notation générique, l'indicateur 2 désigne un rang intermédiaire et l'indicateur 3 signifie que l'émission se classe dans la partie inférieure de sa catégorie de notation générique. La mention qu'une notation est stable signifie qu'il est peu probable qu'elle soit modifiée à moyen terme.

Les notes à long terme de DBRS se situent sur une échelle d'évaluation qui varie de AAA à D, qui représentent la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. Une note BBB de DBRS fait partie de la quatrième catégorie en importance sur dix, et est attribuée aux titres d'emprunt considérés comme des titres ayant une qualité de crédit adéquate et présentant une protection de l'intérêt et du capital acceptable. Les émetteurs dans cette catégorie sont assez vulnérables à des changements défavorables dans la conjoncture financière et économique. La capacité de paiement des obligations financières est jugée 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. 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.

Les notes à long terme de Fitch 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. La note BBB fait partie de la quatrième catégorie en importance sur neuf, et est attribuée aux titres d'emprunt considérés comme des titres ayant une bonne qualité de crédit. La note BBB reflète actuellement une anticipation de risque de crédit faible. La capacité de paiement des obligations financières est considérée adéquate, mais il est plus probable qu'une conjoncture commerciale ou économique défavorable réduise cette capacité. L'un des indicateurs « + » ou « - » peut être ajouté à une note pour indiquer la position relative au sein d'une catégorie de notation particulière. La perspective de notation de Fitch indique l'évolution que devrait connaître une note sur une période de un à deux ans, les perspectives concernant les notations de Fitch se répartissant en quatre catégories : « positive », « négative », « stable » ou « évolutive ». La perspective de notation reflète des tendances, notamment financières, qui n'ont pas encore atteint un niveau qui entraînerait une modification de la note, mais qui pourraient l'atteindre si elles se maintiennent. La majorité des perspectives de Fitch sont stables, ce qui est cohérent avec les relevés de migration historique des notations sur une période de un à deux ans. 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, si les circonstances le justifient. Lorsque la tendance fondamentale comporte à la fois des éléments positifs et négatifs forts et conflictuels, la perspective peut être décrite comme évolutive.

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

DIVIDENDES

La déclaration de dividendes est à l'entière appréciation du conseil de Cenovus et est évaluée chaque trimestre. Le conseil a approuvé un dividende pour le premier trimestre de 0,05 \$ par action, payable le 29 mars 2018 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 mars 2018. Les lecteurs devraient également se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion annuel de 2017 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle, pour de plus amples renseignements.

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

Dividendes versés

(\$ par action)	Exercice	T4	T3	T2	T1
2017	0,2000	0,0500	0,0500	0,0500	0,0500
2016	0,2000	0,0500	0,0500	0,0500	0,0500
2015	0,8524	0,1600	0,1600	0,2662	0,2662

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

La totalité des actions ordinaires en circulation sont inscrites et affichées en vue de leur négociation à la BT 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 2017 :

	BT				NYSE			
	Fourchette des cours des actions			Volume d'actions (en milliers)	Fourchette des cours des actions			Volume d'actions (en milliers)
	Haut	Bas	Clôture		Haut	Bas	Clôture	
	(\$ par action)			(\$ US par action)				
Janvier	20,88	17,55	17,76	64 424	15,54	13,49	13,63	36 446
Février	18,85	16,75	16,80	74 979	14,46	12,61	12,66	38 948
Mars	17,81	14,81	15,05	175 654	13,32	11,12	11,30	102 755
Avril	15,37	13,35	13,61	244 892	11,45	9,79	9,98	93 057
Mai	13,64	11,94	12,05	135 025	9,97	8,83	8,92	76 769
Juin	12,38	8,98	9,56	216 550	9,17	6,76	7,37	141 391
Juillet	11,10	8,89	10,49	187 431	8,86	6,90	8,41	108 526
Août	10,80	9,09	9,77	116 205	8,50	7,28	7,82	92 819
Septembre	13,22	9,68	12,51	187 361	10,69	7,81	10,02	111 781
Octobre	12,63	11,89	12,52	148 372	10,05	9,21	9,72	77 686
Novembre	14,66	11,65	12,30	170 313	11,52	9,09	9,51	92 507
Décembre	12,92	10,78	11,48	139 567	10,18	8,41	9,13	74 815

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 2017 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle.

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

Pendant l'exercice clos le 31 décembre 2017, il n'y a eu aucune poursuite judiciaire à laquelle Cenovus est ou était partie ou qui met ou mettrait 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 2017, 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, et à la connaissance de la société aucune telle personne ou société n'existe, 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.

CONTRATS IMPORTANTS

À l'exception de ce qui est énoncé ci-dessous, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, 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.

Le 29 mars 2017, Cenovus a conclu une convention d'achat et de vente (la « convention d'acquisition ») 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 (les « actifs de FCCL »), et ii) la majorité des actifs d'hydrocarbures classiques dans l'Ouest canadien de ConocoPhillips, y compris les actifs de prospection et de production de ConocoPhillips et les infrastructures et conventions connexes dans les zones en exploitation d'Elmworth-Wapiti, de Kaybob-Edson et de Clearwater et d'autres zones en exploitation, de même que la totalité de la participation de ConocoPhillips dans des droits pétroliers et gaziers et dans des concessions de sables bitumineux dans une certaine zone d'intérêt commun au nord-ouest de Foster Creek (les « actifs du Deep Basin »). La participation dans FCCL et les actifs du Deep Basin ont été acquis par Cenovus pour une contrepartie totale de 17,6 milliards de dollars canadiens, composée de 15,0 milliards de dollars canadiens en espèces et de 208 millions d'actions ordinaires. Cenovus a convenu de verser des paiements trimestriels à ConocoPhillips durant les cinq années suivant la date de clôture de l'acquisition pour les trimestres durant lesquels le prix moyen du pétrole brut du Western Canadian Select (« 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.

À la date de clôture de l'acquisition, Cenovus et ConocoPhillips ont conclu une convention de droits d'inscription (la « convention de droits d'inscription ») et une convention avec les investisseurs (la « convention avec les investisseurs »), 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 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 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 et la convention avec les investisseurs seront résiliées lorsque ConocoPhillips détiendra au plus 3,5 pour cent des actions ordinaires alors en circulation.

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

Des renseignements concernant la convention relative à l'arrangement et la convention de scission (deux contrats importants déposés antérieurement toujours en vigueur) figurent à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion annuel de 2017 de la société, cette rubrique étant intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle.

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 14 février 2018 à l'égard des états financiers consolidés de Cenovus, qui comprennent les états consolidés de la situation financière aux 31 décembre 2017 et 31 décembre 2016 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 2017, 2016 et 2015, ainsi que sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Cenovus au 31 décembre 2017. PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. ont fait savoir qu'ils sont indépendants de Cenovus au sens des règles de conduite professionnelles des comptables professionnels agréés de l'Alberta et des règles de la SEC.

Les données ayant trait aux réserves figurant dans la présente notice annuelle ont été calculées par GLJ et McDaniel à titre d'évaluateurs de réserves qualifiés indépendants. Les responsables de GLJ et de McDaniel, 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 de la société.

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

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. Des renseignements financiers supplémentaires figurent dans les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 de la société. La circulaire de sollicitation de procurations par la direction de la société pour la dernière assemblée annuelle des actionnaires contient des renseignements supplémentaires, comme la rémunération et la dette des administrateurs et des membres de la direction, les principaux porteurs de titres de Cenovus, les titres pouvant être émis dans le cadre de ses plans de rémunération fondés sur des titres de capitaux propres et son énoncé de pratiques en matière de gouvernance.

Des informations financières additionnelles, notamment l'information concernant l'apport aux produits des activités ordinaires et aux résultats de chaque secteur à présenter figure dans les états financiers consolidés annuels audités et le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 de Cenovus, information qui est intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle.

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 2017. 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 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
WTI	West Texas Intermediate

Gaz naturel

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 2017. 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 2017, 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 2017 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 2017	Canada	46 542 \$
GLJ Petroleum Consultants Ltd.	31 décembre 2017	Canada	4 200 \$
			<hr/> <hr/> 50 742 \$

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/ P.A. Welch

P.A. Welch, ing.
McDaniel & Associates Consultants Ltd.
Calgary (Alberta) Canada

/s/ Keith M. Braaten

Keith M. Braaten, ing.
GLJ Petroleum Consultants Ltd.
Calgary (Alberta) Canada

Le 13 février 2018

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 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 les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants;
- d) 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 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

Alexander J. Pourbaix
Président et chef de la direction

/s/ Ivor M. Ruste

Ivor M. Ruste
Vice-président directeur et
chef des finances

/s/ Patrick D. Daniel

Patrick D. Daniel
Administrateur et
président du conseil

/s/ Wayne G. Thomson

Wayne G. Thomson
Administrateur et président
du comité des réserves

Le 14 février 2018

ANNEXE C

MANDAT DU COMITÉ D'AUDIT

Le comité d'audit (le « comité »), un comité du conseil d'administration (le « conseil ») de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société ») est constitué pour 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 non relié 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.

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 une à 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 fonds 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 bénéfices, l'utilisation des expressions « pro forma » ou les renseignements financiers non conformes aux PCGR ou les indications concernant les bénéfices qui figurent dans des documents déposés auprès des ACVM et de la 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 déceler 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 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.
- b) 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.
- c) 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.
- d) 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.

- e) 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.
- f) S'assurer que la présentation de la société des réserves d'hydrocarbure prouvées nettes a été examinée par le comité des réserves du conseil.
- g) Examiner les procédures de la direction mises en place pour empêcher et détecter les fraudes.
- h) 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.
- i) 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 recommandations 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 toutes 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) Confirmer annuellement l'indépendance du groupe d'audit interne et des auditeurs externes et s'en assurer.

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) Obtenir l'assurance des auditeurs externes que la communication de l'information au comité portant sur la découverte d'actes illégaux par les auditeurs externes n'est pas prescrite aux termes des dispositions de la Loi de 1934.
- g) Examiner et réévaluer le caractère adéquat du présent mandat chaque année et recommander les modifications, le cas échéant, au conseil aux fins de leur approbation.
- h) 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.
- i) Exécuter toute autre fonction requise par la loi, les règlements de la société ou le conseil d'administration.
- j) Analyser toutes les autres questions que le conseil d'administration lui a soumises.

Révision en date du : 10 février 2015

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 lourd afin de réduire son épaisseur pour qu'il puisse être transporté jusqu'aux marchés. Notre calcul des rentrées nettes 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 2017

(en millions de dollars)

	Selon les états financiers consolidés			Total en amont
	Sables bitumineux ¹⁾	Deep Basin ¹⁾	Classique ²⁾	
Produits des activités ordinaires				
Chiffre d'affaires brut	7 362	555	1 309	9 226
moins les redevances	230	41	174	445
	7 132	514	1 135	8 781
Charges				
Transport et fluidification	3 704	56	167	3 927
Exploitation	934	250	426	1 610
Taxes sur la production et impôts miniers	-	1	18	19
Rentrées nettes	2 494	207	524	3 225
(Profit) Perte à la gestion des risques	307	-	33	340
Marge d'exploitation	2 187	207	491	2 885

	Base pour le calcul des rentrées nettes					Ajustements			Selon le tableau ci-dessus
	Bitume	Pétrole brut lourd	Pétrole brut léger et moyen	LGN	Gaz	Condensats	Stocks ³⁾	Autres	
Chiffre d'affaires brut	4 290	383	590	221	542	3 145	-	55	9 226
Redevances	230	51	119	22	23	-	-	-	445
Transport et fluidification	653	35	29	16	47	3 145	-	2	3 927
Exploitation	868	117	169	48	327	-	-	81	1 610
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	17	-	2	-	-	-	19
Rentrées nettes	2 539	180	256	135	143	-	-	(28)	3 225
(Profit) Perte à la gestion des risques									340
Marge d'exploitation									2 885

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

2) Données tirées de la note 11 des états financiers consolidés.

3) Les rentrées nettes ne tiennent pas compte de la dépréciation hors trésorerie des produits en stock jusqu'à ce que les stocks soient vendus.

Trois mois clos le 31 décembre 2017
(en millions de dollars)

	Selon les états financiers consolidés						Total en amont		
	Sables bitumineux ¹⁾		Deep Basin ¹⁾		Classique ²⁾				
Produits des activités ordinaires									
Chiffre d'affaires brut	2 424		231		218		2 873		
Moins les redevances	113		20		29		162		
	2 311		211		189		2 711		
Charges									
Transport et fluidification	1 193		24		18		1 235		
Exploitation	271		94		83		448		
Taxes sur la production et impôts miniers	-		1		4		5		
Rentrées nettes	847		92		84		1 023		
(Profit) Perte à la gestion des risques	235		-		14		249		
Marge d'exploitation	612		92		70		774		
							Selon le tableau ci-dessus		
	Base pour le calcul des rentrées nettes					Ajustements			Total en amont
	Bitume	Pétrole brut lourd	Pétrole brut léger et moyen	LGN	Gaz	Condensats	Stocks ³⁾	Autres	
Chiffre d'affaires brut	1 430	40	144	99	141	998	-	21	2 873
Redevances	113	2	29	10	7	-	-	1	162
Transport et fluidification	202	3	7	7	18	998	1	(1)	1 235
Exploitation	260	14	39	17	101	-	-	17	448
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	4	-	1	-	-	-	5
Rentrées nettes	855	21	65	65	14	-	(1)	4	1 023
(Profit) Perte à la gestion des risques							249		
Marge d'exploitation							774		

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

2) Données tirées de la note 9 des états financiers consolidés intermédiaires.

3) Les rentrées nettes ne tiennent pas compte de la dépréciation hors trésorerie des produits en stock jusqu'à ce que les stocks soient vendus.

Trois mois clos le 30 septembre 2017
(en millions de dollars)

	Selon les états financiers consolidés						Total en amont		
	Sables bitumineux ¹⁾		Deep Basin ¹⁾		Classique ²⁾				
Produits des activités ordinaires									
Chiffre d'affaires brut	2 210		200		331		2 741		
Moins les redevances	54		13		45		112		
	2 156		187		286		2 629		
Charges									
Transport et fluidification	1 066		22		44		1 132		
Exploitation ⁴⁾	259		101		118		478		
Taxes sur la production et impôts miniers	-		-		4		4		
Rentrées nettes	831		64		120		1 015		
(Profit) Perte à la gestion des risques	9		-		3		12		
Marge d'exploitation	822		64		117		1 003		
							Selon le tableau ci-dessus		
	Base pour le calcul des rentrées nettes					Ajustements			Total en amont
	Bitume	Pétrole brut lourd	Pétrole brut léger et moyen	LGN	Gaz	Condensats	Stocks ³⁾	Autres	
Chiffre d'affaires brut	1 340	111	162	79	144	885	-	20	2 741
Redevances	54	17	30	8	5	-	-	(2)	112
Transport et fluidification	205	13	7	7	16	885	(1)	-	1 132
Exploitation	254	35	50	22	108	-	-	9	478
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	4	-	-	-	-	-	4
Rentrées nettes	827	46	71	42	15	-	1	13	1 015
(Profit) Perte à la gestion des risques							12		
Marge d'exploitation							1 003		

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

2) Données tirées de la note 8 des états financiers consolidés intermédiaires.

3) Les rentrées nettes ne tiennent pas compte de la dépréciation hors trésorerie des produits en stock jusqu'à ce que les stocks soient vendus.

4) Des ajustements ayant été apportés à la période d'évaluation en raison de l'acquisition, les frais d'exploitation du secteur Sables bitumineux ont connu une hausse de 2 millions de dollars au troisième trimestre de 2017.

Trois mois clos le 30 juin 2017
(en millions de dollars)

	Selon les états financiers consolidés			Total en amont
	Sables bitumineux ¹⁾	Deep Basin ¹⁾	Classique ²⁾	
Produits des activités ordinaires				
Chiffre d'affaires brut	1 666	124	386	2 176
Moins les redevances	36	8	50	94
	1 630	116	336	2 082
Charges				
Transport et fluidification	879	10	54	943
Exploitation ⁴⁾	264	55	115	434
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	5	5
Rentrées nettes	487	51	162	700
(Profit) Perte à la gestion des risques	(14)	-	3	(11)
Marge d'exploitation	501	51	159	711

	Base pour le calcul des rentrées nettes					Ajustements			Selon le tableau ci-dessus
	Bitume	Pétrole brut		LGN	Gaz	Condensats	Stocks ³⁾	Autres	
		lourd	et léger et moyen						
Chiffre d'affaires brut	943	119	156	38	160	751	-	9	2 176
Redevances	36	16	31	3	7	-	-	1	94
Transport et fluidification	158	11	9	2	9	751	-	3	943
Exploitation	218	37	42	9	74	-	-	54	434
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	5	-	-	-	-	-	5
Rentrées nettes	531	55	69	24	70	-	-	(49)	700
(Profit) Perte à la gestion des risques									(11)
Marge d'exploitation									711

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

2) Données tirées de la note 8 des états financiers consolidés intermédiaires.

3) Les rentrées nettes ne tiennent pas compte de la dépréciation hors trésorerie des produits en stock jusqu'à ce que les stocks soient vendus.

4) Des ajustements ayant été apportés à la période d'évaluation en raison de l'acquisition, les frais d'exploitation des secteurs Sables bitumineux et Deep Basin ont connu une hausse de 43 millions de dollars et de 4 millions de dollars, respectivement, au deuxième trimestre de 2017.

Trois mois clos le 31 mars 2017
(en millions de dollars)

	Selon les états financiers consolidés			Total en amont
	Sables bitumineux ¹⁾	Deep Basin	Classique ¹⁾	
Produits des activités ordinaires				
Chiffre d'affaires brut	1 062	-	374	1 436
Moins les redevances	27	-	50	77
	1 035	-	324	1 359
Charges				
Transport et fluidification	566	-	51	617
Exploitation ⁴⁾	140	-	110	250
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	5	5
Rentrées nettes	329	-	158	487
(Profit) Perte à la gestion des risques	77	-	13	90
Marge d'exploitation	252	-	145	397

	Base pour le calcul des rentrées nettes					Ajustements			Selon le tableau ci-dessus
	Bitume	Pétrole brut		LGN	Gaz	Condensats	Stocks ²⁾	Autres	
		lourd	et léger et moyen						
Chiffre d'affaires brut	577	113	128	5	97	511	-	5	1 436
Redevances	27	16	29	1	4	-	-	-	77
Transport et fluidification	88	8	6	-	4	511	-	-	617
Exploitation	136	31	38	-	44	-	-	1	250
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	4	-	1	-	-	-	5
Rentrées nettes	326	58	51	4	44	-	-	4	487
(Profit) Perte à la gestion des risques									90
Marge d'exploitation									397

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

2) Les rentrées nettes ne tiennent pas compte de la dépréciation hors trésorerie des produits en stock jusqu'à ce que les stocks soient vendus.

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

Volumes des ventes

(Barils par jour, sauf indication contraire)	2017	T4	T3	T2	T1
Bitume					
Foster Creek	121 806	143 586	157 850	106 115	78 562
Christina Lake	161 514	193 734	206 338	154 431	89 919
Total du bitume	283 320	337 320	364 188	260 546	168 481
Pétrole brut (lourd, léger et moyen) et LGN					
Pétrole lourd	21 669	7 485	25 047	28 089	26 222
Pétrole léger et moyen	28 493	24 957	33 988	29 894	25 074
LGN	18 001	28 018	27 571	14 967	1 047
Total du bitume, du pétrole brut (lourd, léger et moyen) et des LGN	351 483	397 780	450 794	333 496	220 824
Ventes de gaz naturel (Mpi³ par jour)	659	795	851	620	363
Ventes totales (bep par jour)	461 268	530 230	592 591	436 761	281 324