



## Cenovus Energy Inc.

Notice annuelle

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016

Le 15 février 2017

## 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
Hydrocarbures classiques.....	10
Raffinage et commercialisation .....	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.....	21
Facteurs ou incertitudes significatifs influant sur les données relatives aux réserves .....	22
Autres renseignements pétroliers et gaziers .....	22
AUTRES RENSEIGNEMENTS .....	27
Concurrence .....	27
Considérations environnementales.....	27
Responsabilité d'entreprise .....	28
Employés.....	28
Activités à l'étranger .....	28
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION .....	29
COMITÉ D'AUDIT .....	33
DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS .....	35
DIVIDENDES .....	37
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES.....	37
FACTEURS DE RISQUE .....	38
POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI .....	52
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES.....	53
CONTRATS IMPORTANTS.....	53
EXPERTS INTÉRESSÉS .....	53
AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES.....	53
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES .....	54
ABRÉVIATIONS ET CONVERSIONS .....	54
ANNEXE A - Rapport sur les données relatives aux réserves des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants	A1
ANNEXE B - Rapport de la direction et du conseil d'administration sur les données relatives aux réserves et autre information	B1
ANNEXE C - Mandat du comité d'audit	C1
ANNEXE D - Rapprochements des rentrées nettes	D1

## INFORMATION PROSPECTIVE

---

Dans la présente notice annuelle (la « notice annuelle »), à moins d'indications contraires ou que le contexte n'exige une interprétation différente, les renvois aux mots « 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 2017 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; 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 (« GES »), 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 « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle. Les lecteurs devraient également se reporter à la rubrique « Gestion des risques » du rapport de gestion courant de la société 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 [www.sedar.com](http://www.sedar.com), sur EDGAR à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov), ainsi que sur le site Web de la société au [www.cenovus.com](http://www.cenovus.com).

L'information qui se trouve sur notre site Web [cenovus.com](http://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<sup>er</sup> 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 2016 sont les suivantes :

<b>Filiales et sociétés de personnes</b>	<b>Pourcentage de propriété<sup>1)</sup></b>	<b>Territoire de constitution, de prorogation ou de formation</b>
Cenovus FCCL Ltd.	100	Alberta
Cenovus Energy Marketing Services Ltd.	100	Alberta
Cenovus US Holdings Inc.	100	Delaware
FCCL Partnership (« FCCL ») <sup>2)</sup>	50	Alberta
WRB Refining LP (« WRB ») <sup>3)</sup>	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) *La participation de Cenovus est détenue par l'intermédiaire de Cenovus FCCL Ltd., l'associé exploitant et directeur de 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 2016 et ii) moins de 10 pour cent des produits des activités ordinaires consolidés de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. 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 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 2016 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. La société a entrepris des activités indépendantes le 1<sup>er</sup> décembre 2009 après la scission d'Encana en deux sociétés d'énergie ouvertes indépendantes. Cenovus se consacre au développement, à la production et à la commercialisation de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel au Canada. Cenovus 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 l'Alberta et de la Saskatchewan. Au 31 décembre 2016, les avoirs fonciers de Cenovus représentaient environ 5,3 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 27 ans au 31 décembre 2016.

## 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. Nos actifs de production de bitume comprennent Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake, ainsi que des projets à des stades précoces de développement, comme Grand Rapids et Telephone Lake. Certains terrains de sables bitumineux exploités par Cenovus, plus particulièrement ceux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake, sont détenus en copropriété avec ConocoPhillips, société ouverte américaine non apparentée.

### Hydrocarbures classiques

Le secteur Hydrocarbures classiques de Cenovus comprend le développement et la production de pétrole brut classique<sup>1)</sup>, de LGN et de gaz naturel<sup>2)</sup> en Alberta et en Saskatchewan, notamment les actifs de pétrole lourd<sup>3)</sup> à Pelican Lake et le projet de récupération assistée du pétrole (« RAP ») par injection de dioxyde de carbone (« CO<sub>2</sub> ») à Weyburn et les nouveaux 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 » 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 :

### 2014

- **Obtention de l'approbation des organismes de réglementation concernant Grand Rapids.** Au premier trimestre, Cenovus a reçu des organismes de réglementation l'approbation de son projet d'extraction thermique du bitume de Grand Rapids dont la capacité de production brute approuvée peut atteindre 180 000 barils par jour.
- **Paiement anticipé de l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise.** Au premier trimestre, Cenovus a payé par anticipation l'effet à payer lié à son apport à la coentreprise, soit 2,7 milliards de dollars américains payables à WRB, dans laquelle elle détient une participation de 50 pour cent, ce qui a entraîné un paiement net de la trésorerie d'environ 1,35 milliard de dollars américains de la part de Cenovus.
- **Cession d'actifs non essentiels.** Au deuxième trimestre, Cenovus a mené à terme la vente de certains de ses actifs de Bakken à un tiers non apparenté pour un produit net de 35 millions de dollars. Au troisième trimestre, elle a mené à terme la vente de certains terrains à Wainwright à un tiers non apparenté pour un produit net de 234 millions de dollars.
- **Début de la production de la phase F de Foster Creek.** Au troisième trimestre, la production de pétrole de la phase F de Foster Creek a débuté. La phase F a augmenté la capacité de production brute de 30 000 barils par jour.
- **Augmentation de la capacité de transport ferroviaire.** En 2014, Cenovus a pris des engagements à long terme augmentant sa capacité de transport ferroviaire pour la porter à 30 000 barils par jour.

- **Obtention de l'approbation des organismes de réglementation concernant la phase J de Foster Creek.** Au quatrième trimestre, Cenovus a reçu des organismes de réglementation l'approbation de la phase J de Foster Creek; la capacité de production brute approuvée est de 50 000 barils par jour.
- **Obtention de l'approbation des organismes de réglementation concernant Telephone Lake.** Au quatrième trimestre, Cenovus a reçu des organismes de réglementation l'approbation de son projet d'extraction thermique du bitume de Telephone Lake, dont elle est l'unique propriétaire et dont la capacité de production initiale est de 90 000 barils par jour. Le projet devrait avoir une capacité de production brute de plus de 300 000 barils par jour.

## 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 bruts 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 devrait augmenter 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 devrait augmenter 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 prévoit reprendre 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.



## DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ

---

### SABLES BITUMINEUX

Le secteur Sables bitumineux comprend les actifs de production de bitume de Cenovus dans les régions de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake, ainsi que des nouveaux projets comme Grand Rapids et Telephone Lake. Les actifs de gaz naturel de la société situés dans la région d'Athabasca font également partie de ce secteur.

#### Activités conjointes

Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake sont détenus en propriété conjointe par l'intermédiaire de FCCL avec ConocoPhillips, société ouverte américaine non apparentée. Cenovus FCCL Ltd., filiale en propriété exclusive de Cenovus, est l'exploitant, l'associé directeur et le propriétaire de 50 pour cent de FCCL. FCCL a un comité de direction composé de trois représentants de Cenovus et de trois représentants de ConocoPhillips, chaque société détenant des droits de vote égaux.

#### Démarche en matière de développement

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 de pointe

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

#### Avoirs fonciers

Au 31 décembre 2016, Cenovus disposait de droits liés au bitume visant environ 1,9 million d'acres brutes (1,5 million d'acres nettes) dans les régions d'Athabasca et de Cold Lake ainsi que du droit exclusif de louer 478 000 acres supplémentaires, pour son compte et/ou celui de son cessionnaire, sur le polygone de tir aérien de Cold Lake.

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 un permis social pour exercer ses activités.

Cenovus collabore avec des entreprises de technologies propres du secteur et des universités du monde entier dans le but d'accélérer l'élaboration de solutions concernant l'environnement et les émissions de carbone.

Nos efforts visent à démontrer qu'il existe plusieurs technologies potentiellement efficaces. Plus particulièrement, nos efforts sont axés sur trois aspects importants :

- L'accélération de la production et la réduction substantielle de l'intensité des émissions de GES par l'injection de solvants. Le procédé assisté par solvants (« PAS ») est une technologie susceptible d'améliorer grandement le rapport vapeur/pétrole (« RVP »).
- La réduction des besoins en diluants et de l'indice acide du pétrole brut au moyen de technologies telle la valorisation partielle. Les technologies de valorisation partielle génèrent des produits pouvant considérablement réduire les coûts liés à l'achat et au transport de diluants.
- La diminution des coûts des activités actuelles et futures grâce à une conception novatrice des installations qui simplifie les usines et réduit l'empreinte environnementale.

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers de Cenovus liés aux sables bitumineux au 31 décembre 2016, lesquels sont tous situés en Alberta :

(en milliers d'acres)	Superficie développée		Superficie non développée		Superficie totale		Participation directe moyenne <sup>1)</sup>
	Brute	Nette	Brute	Nette	Brute	Nette	
Foster Creek	16	8	114	57	130	65	50 %
Christina Lake	9	5	50	25	59	30	50 %
Narrows Lake	-	-	27	13	27	13	50 %
Grand Rapids <sup>2)</sup>	-	-	61	61	61	61	100 %
Telephone Lake	16	16	142	142	158	158	100 %
Athabasca	384	345	448	380	832	725	87 %
Autres	28	10	1 537	1 252	1 565	1 262	81 %
<b>Total</b>	<b>453</b>	<b>384</b>	<b>2 379</b>	<b>1 930</b>	<b>2 832</b>	<b>2 314</b>	<b>82 %</b>

1) Les pourcentages figurant dans le tableau ci-dessus ne peuvent être calculés en fonction de la superficie indiquée en raison de l'arrondissement.

2) Les avoirs fonciers qui chevauchent Grand Rapids et Pelican Lake (compris dans le secteur Hydrocarbures classiques) ont été attribués à Grand Rapids conformément au projet de développement du secteur qui a été approuvé.

## Production

Le tableau suivant résume la quote-part de la production quotidienne moyenne revenant à Cenovus pour les périodes indiquées :

(moyenne annuelle)	Bitume (b/j)		Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Production totale (bep/j)	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Foster Creek	70 244	65 345	-	-	70 244	65 345
Christina Lake	79 449	74 975	-	-	79 449	74 975
Athabasca <sup>1)</sup>	-	-	17	19	2 833	3 167
<b>Total</b>	<b>149 693</b>	<b>140 320</b>	<b>17</b>	<b>19</b>	<b>152 526</b>	<b>143 487</b>

1) Abstraction faite de l'utilisation à l'interne de gaz naturel à Foster Creek servant à produire de la vapeur.

## Puits productifs

Le tableau suivant résume les participations de Cenovus dans des puits productifs au 31 décembre 2016. Ces nombres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2016 :

(nombre de puits)	Puits de bitume productifs		Puits de gaz productifs		Total des puits productifs	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Foster Creek	294	147	-	-	294	147
Christina Lake	196	98	-	-	196	98
Athabasca	-	-	293	279	293	279
<b>Total</b>	<b>490</b>	<b>245</b>	<b>293</b>	<b>279</b>	<b>783</b>	<b>524</b>

### Foster Creek

Cenovus détient une participation directe de 50 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 de drainage par gravité au moyen de vapeur (« 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-jacents 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 2016, la production des phases A à G de Foster Creek a été en moyenne de 70 244 barils par jour. La phase G a été menée à terme au troisième trimestre de 2016. La phase G devrait permettre d'augmenter la capacité nominale de près de 30 000 barils bruts par jour et atteindre un plein rendement environ 12 mois après le démarrage. Les travaux d'agrandissement de la phase H ont été reportés compte tenu de la faiblesse des prix des marchandises.

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

Cenovus détient une participation directe de 50 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 350 mètres. La production de Christina Lake est faite à partir de la formation McMurray et au moyen de la technologie DGMV.

En 2016, la production des phases A à F de Christina Lake a été en moyenne de 79 449 barils par jour. La phase F a été menée à terme au quatrième trimestre de 2016 et devrait permettre d'augmenter la capacité nominale de près de 50 000 barils bruts par jour et atteindre un plein rendement environ 12 mois après le démarrage. L'agrandissement comprend 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 prévoit reprendre 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***

Cenovus détient une participation directe de 50 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, l'application commerciale du PAS 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 et l'approbation de ses partenaires concernant la phase A, phase d'une capacité de production de 45 000 barils bruts par jour. Les travaux initiaux sur la phase A 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 poursuit l'avancement de ses plans de développement pour Telephone Lake après avoir reçu de l'Alberta Energy Regulator (« 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.

Telephone Lake est un projet de sables bitumineux unique parce qu'une couche d'eau souterraine repose directement sur le pétrole et que cette eau (appelée

eau susjacent) n'est pas potable sans traitement. La couche d'eau susjacent se situe entre 150 et 175 mètres sous la surface. En 2013, Cenovus a mené à terme un projet pilote d'évacuation de l'eau à Telephone Lake qui a permis de déplacer environ 70 pour cent de l'eau susjacent. Même si l'évacuation de l'eau n'est pas essentielle au développement de Telephone Lake, Cenovus croit que cette méthode rendra la récupération de pétrole plus efficace et contribuera à réduire son impact sur l'environnement en réduisant le RVP.

#### ***Grand Rapids***

Le terrain de Grand Rapids, dont Cenovus est l'unique propriétaire, est situé dans la région de Greater Pelican, environ 300 kilomètres au nord d'Edmonton, en Alberta. Le projet est situé à proximité de l'exploitation de pétrole brut et autres installations de la société à Pelican Lake.

En décembre 2010, la société a foré la première paire de puits du projet pilote de DGMV à Grand Rapids. Elle a foré une deuxième paire de puits au début de 2012, et la circulation de vapeur a débuté à une troisième paire de puits en 2015.

En mars 2014, Cenovus a reçu de l'AER l'approbation de son projet de DGMV de Grand Rapids, dont la capacité de production totale est de 180 000 barils par jour. En date de février 2016, d'autres activités concernant le projet pilote de DGMV de Grand Rapids ont été reportées compte tenu de la faiblesse des prix des marchandises.

#### ***Nouveaux projets***

Cenovus possède certains nouveaux actifs, notamment les terrains de Steepbank et d'East McMurray qui sont situés dans la région de Borealis, dans le nord-est de l'Alberta, qu'elle continue d'évaluer, de gérer et d'exploiter de façon à diminuer les risques associés à leur développement futur. Cenovus demeure convaincue du potentiel à long terme de ses nouveaux projets pour lui procurer des ressources futures.

#### ***Gaz de l'Athabasca***

Cenovus produit du gaz naturel provenant de la région du polygone de tir aérien de Cold Lake et de plusieurs avoirs fonciers avoisinants 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 13 millions de pieds cubes par jour en 2016 (14 millions de pieds cubes par jour en 2015). 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

En 2016, les dépenses d'investissement de la société dans les sables bitumineux se sont élevées à 604 millions de dollars et ont été principalement consacrées au maintien de la production actuelle et à l'achèvement des installations de la phase G de Foster Creek et de la phase F de Christina Lake. La capacité de production de ces projets se chiffre à environ 390 000 barils bruts par jour. Ces phases devraient atteindre leur plein volume de production au cours de 2017.

- Les dépenses d'investissement à Foster Creek étaient essentiellement des investissements de maintien liés à la production actuelle, à l'achèvement de la phase G de l'agrandissement 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, à l'achèvement de la phase F de l'agrandissement 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 travaux d'ingénierie.
- Les dépenses d'investissement à Telephone Lake ont été axées surtout sur les travaux d'ingénierie préliminaires de l'installation centrale de traitement.
- Les dépenses d'investissement à Grand Rapids se sont limitées à la réduction progressive des activités du projet pilote de DGMV.

Les dépenses d'investissement de 2017 devraient 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. Des capitaux supplémentaires seront consacrés aux ressources en sables bitumineux actuelles et nouvelles.

## HYDROCARBURES CLASSIQUES

Les activités du secteur Hydrocarbures classiques comprennent le développement et la production de pétrole brut classique, de LGN et de gaz naturel provenant d'actifs situés en Alberta et en Saskatchewan, y compris les actifs de pétrole lourd à Pelican Lake, le projet de RAP de CO<sub>2</sub> près de Weyburn, en Saskatchewan, et les nouveaux actifs liés au pétrole de réservoirs étanches en Alberta. Les actifs établis de ce secteur ont une importance stratégique en raison de leurs réserves de longue durée, de leur exploitation stable et de la diversité du pétrole brut produit.

En juillet 2015, Cenovus a vendu HRP, qui possédait les terres détenues en fief assorties de droits de redevances et de droits miniers de Cenovus en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba, à un tiers non apparenté pour un produit en trésorerie brut de 3,3 milliards de dollars. 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. De plus, dans le cadre de cette disposition, Cenovus a

conservé l'option d'acquérir de HRP des baux à des taux préétablis, pour des durées allant jusqu'à cinq ans, sur plus de 800 000 acres dans des zones des terres en fief actuellement mises en valeur par Cenovus, ainsi qu'une option pour une période additionnelle de cinq ans sur près de 800 000 acres lui permettant de choisir des baux portant sur la moitié de la superficie restante non développée.

Au début de 2015, Cenovus a annoncé la suspension de l'essentiel de son programme de forage classique dans le sud de l'Alberta en raison de la faiblesse des prix des marchandises. Après un léger redressement des prix, Cenovus a relancé son programme de pétrole de réservoirs étanches durant la deuxième moitié de 2016 en reprenant le forage de puits d'exploration stratigraphiques et de puits horizontaux.

Les activités du secteur Hydrocarbures classiques comprennent également les baux portant sur des terres de la Couronne, surtout dans les régions de Suffield et de Pelican Lake et en Saskatchewan.

## Avoirs fonciers

(en milliers d'acres)	Superficie développée		Superficie non développée		Superficie totale		Participation directe moyenne <sup>1)</sup>
	Brute	Nette	Brute	Nette	Brute	Nette	
<b>Alberta</b>							
Grassland <sup>2)</sup>	882	843	41	37	923	880	95 %
Suffield	932	920	51	50	983	970	99 %
Langevin <sup>3)</sup>	578	562	60	58	638	620	97 %
Pelican Lake <sup>4)</sup>	95	94	248	241	343	335	98 %
Wainwright	32	13	7	4	39	17	42 %
Autres	23	15	134	120	157	135	86 %
<b>Saskatchewan</b>							
Weyburn	46	35	9	7	55	42	74 %
Bakken	3	1	12	8	15	9	64 %
<b>Total</b>	<b>2 591</b>	<b>2 483</b>	<b>562</b>	<b>525</b>	<b>3 153</b>	<b>3 008</b>	<b>95 %</b>

1) Les pourcentages figurant dans le tableau ci-dessus ne peuvent être calculés en fonction de la superficie indiquée en raison de l'arrondissement.

2) Grassland est situé dans les régions de Drumheller et de Brooks.

3) Langevin est situé au nord-ouest de Medicine Hat.

## Production

Le tableau suivant résume la quote-part de la production quotidienne moyenne<sup>1)</sup> revenant à Cenovus pour les périodes indiquées :

(moyenne annuelle)	Pétrole brut et LGN (b/j)		Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Production totale (bep/j)	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
<b>Alberta</b>						
Grassland <sup>2)</sup>	5 913	7 248	193	212	38 080	42 581
Suffield	7 724	8 854	112	125	26 391	29 687
Langevin <sup>3)</sup>	6 055	8 025	72	84	18 055	22 025
Pelican Lake	21 224	24 421	-	-	21 224	24 421
Wainwright	253	1 638	-	1	253	1 805
Autres	4	10	-	-	4	10
<b>Saskatchewan</b>						
Weyburn	14 969	15 732	-	-	14 969	15 732
Bakken	23	699	-	-	23	699
<b>Total</b>	<b>56 165</b>	<b>66 627</b>	<b>377</b>	<b>422</b>	<b>118 999</b>	<b>136 960</b>

1) Comprend la production provenant de terres en fief assorties de droits miniers dans lesquelles Cenovus a une participation directe et les terres en fief dans lesquelles Cenovus a conservé des droits de redevances. Au troisième trimestre de 2015, Cenovus a vendu ces droits de redevances.

2) Grassland est situé dans les régions de Drumheller et de Brooks.

3) Langevin est situé au nord-ouest de Medicine Hat.

## Puits productifs

Le tableau suivant résume les participations de Cenovus dans des puits productifs<sup>1)</sup> au 31 décembre 2016. Ces chiffres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2016 :

(nombre de puits)	Puits de pétrole productifs		Puits de gaz productifs		Total des puits productifs	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
<b>Alberta</b>						
Grassland <sup>2)</sup>	362	356	8 733	8 591	9 095	8 947
Suffield	684	684	10 623	10 605	11 307	11 289
Langevin <sup>3)</sup>	273	271	4 765	4 754	5 038	5 025
Pelican Lake	585	585	1	1	586	586
Wainwright	9	6	5	1	14	7
Autres	10	5	1	-	11	5
<b>Saskatchewan</b>						
Weyburn	637	401	-	-	637	401
Bakken	8	1	-	-	8	1
<b>Total</b>	<b>2 568</b>	<b>2 309</b>	<b>24 128</b>	<b>23 952</b>	<b>26 696</b>	<b>26 261</b>

1) Comprend les puits sur des terres en fief assorties de droits miniers dans lesquelles Cenovus a une participation directe.

2) Grassland est situé dans les régions de Drumheller et de Brooks.

3) Les avoires fonciers de Langevin sont situés au nord-ouest de Medicine Hat.

## Actifs de pétrole brut classiques

Cenovus possède des actifs de pétrole brut classiques considérables qui sont situés en Alberta et en Saskatchewan. Elle détient des participations

dans de multiples zones des régions de Suffield, de Grassland et de Langevin en Alberta, dont la production est un mélange de pétroles bruts moyen et lourd. Elle emploie un certain nombre de techniques de RAP pour accroître la production de

ses actifs pétroliers, notamment l'injection d'eau, de CO<sub>2</sub> miscible et de polymères surfactants alcalins.

Cenovus exploite l'un des plus grands projets d'injection de CO<sub>2</sub> miscible au monde. L'unité de Weyburn produit du pétrole brut acide moyen et s'étend sur environ 50 000 acres de terrain dans le sud-est de la Saskatchewan. Au 31 décembre 2016, environ 64 pour cent de l'aménagement de la configuration d'injection de CO<sub>2</sub> approuvée avait été mené à bien à l'unité de Weyburn. Depuis la création du projet, environ 30 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> ont été injectées. Le CO<sub>2</sub> est acheminé par pipeline directement à l'installation de Weyburn en provenance d'un projet de gazéification du charbon situé au Dakota du Nord aux États-Unis et de la centrale de Boundary Dam dans le sud-est de la Saskatchewan. Cenovus a une participation directe de 62,1 pour cent dans la partie unifiée du champ de

Weyburn, situé dans le sud-est de la Saskatchewan. Toutefois, après avoir tenu compte des obligations au titre des redevances nettes à verser à des tiers, l'intérêt économique de Cenovus est de 50,4 pour cent. Cenovus est l'exploitant de l'unité et est propriétaire de 62,1 pour cent du pipeline de CO<sub>2</sub>, à partir de Boundary Dam jusqu'à Weyburn.

Par l'injection d'eau et de polymères dans des puits horizontaux configurés, Cenovus produit du pétrole brut lourd à partir de la formation Wabiskaw à son terrain de Pelican Lake qui est situé dans la région de Greater Pelican au nord-est de l'Alberta. Elle détient une participation non exploitée de 38 pour cent dans un pipeline de pétrole brut de 20 pouces de diamètre s'échelonnant sur 110 kilomètres, qui relie la région de Pelican Lake à d'importants pipelines qui transportent du pétrole brut provenant du nord de l'Alberta vers les marchés du pétrole brut.

### Puits forés nets et production

Le tableau suivant résume les puits de production de pétrole forés nets et les volumes de production de pétrole moyenne quotidienne<sup>1)</sup> pour les périodes indiquées :

	Production moyenne <sup>2)</sup>					
	Puits forés nets		(b/j)			
	2016	2015	Pétrole léger et moyen		Pétrole lourd	
		2016	2015	2016	2015	
<b>Alberta</b>						
Grassland <sup>3)</sup>	2	15	5 359	6 632	-	-
Suffield	-	1	-	-	7 707	8 837
Langevin <sup>4)</sup>	6	12	5 939	7 858	-	-
Wainwright	-	-	-	1	253	1 630
Pelican Lake	-	-	-	-	21 224	24 421
Autres	-	-	2	10	1	-
<b>Saskatchewan</b>						
Weyburn	1	6	14 593	15 343	-	-
Bakken	-	-	22	642	-	-
<b>Total</b>	<b>9</b>	<b>34</b>	<b>25 915</b>	<b>30 486</b>	<b>29 185</b>	<b>34 888</b>

1) Ne comprend pas les puits forés par des tiers sur des terres en fief assorties de droits miniers. Au troisième trimestre de 2015, Cenovus a vendu ces terres en fief.

2) Comprend la production sur des terres en fief assorties de droits miniers dans lesquelles Cenovus a une participation directe et les terres en fief assorties de droits miniers dans lesquelles elle avait conservé des droits de redevances. Au troisième trimestre de 2015, Cenovus a vendu ces terres en fief.

3) Les avoirs fonciers de Grassland sont situés dans les régions de Drumheller et de Brooks.

4) Les avoirs fonciers de Langevin sont situés au nord-ouest de Medicine Hat.

### Actifs de gaz classiques

Cenovus détient des participations de gaz naturel dans de multiples zones dans les régions de Suffield, de Grassland et de Langevin en Alberta. Le développement dans ces régions a été axé sur les recompléments et sur l'optimisation des puits existants.

Suffield constitue l'une des régions prioritaires de la production de pétrole brut et de gaz naturel de Cenovus en Alberta. La région de Suffield se compose principalement du bloc Suffield, où les activités sont exécutées aux termes d'une convention intervenue entre Cenovus, le gouvernement du Canada et la province d'Alberta régissant l'accès en surface à la base des Forces canadiennes (« BFC ») de Suffield. En 1999, les parties ont convenu d'autoriser l'accès à la zone d'entraînement militaire de Suffield à d'autres exploitants. Les sociétés qui ont précédé Cenovus, Alberta Energy Company Ltd. et Encana, ont exercé

des activités à la BFC de Suffield pendant plus de 30 ans.

La production de gaz naturel par la société lui sert de protection économique à l'égard du gaz naturel dont elle a besoin comme source de combustible pour ses activités liées aux sables bitumineux et les raffineries dans lesquelles elle a une participation conjointe aux États-Unis.

En 2016, la production de gaz naturel classique a été en moyenne de 377 Mpi<sup>3</sup>/j (422 Mpi<sup>3</sup>/j en 2015). Cenovus n'a pas foré de puits de gaz en 2016 ni en 2015.

### Dépenses d'investissement

En 2016, les dépenses d'investissement de la société dans le secteur Hydrocarbures classiques se sont établies à 171 millions de dollars et ont été principalement reliées aux activités de forage stratigraphique de nos projets de pétrole de

réservoirs étanches dans le sud de l'Alberta et à l'entretien et l'injection de CO<sub>2</sub> dans le cadre de notre projet de RAP à Weyburn. Les dépenses

d'investissement dans les activités de gaz naturel ont été consacrées à un petit nombre d'occasions à rendement élevé.

## RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Le secteur Raffinage et commercialisation tient compte de la participation détenue dans les raffineries aux États-Unis. Ce secteur coordonne les initiatives de commercialisation et de transport de Cenovus afin d'optimiser la valeur reçue pour ses produits.

### Raffinage

Les activités de raffinage 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 <sup>1)</sup>	2016	2015
Capacité de pétrole brut (kb/j)	460	460
Livraison de pétrole brut (kb/j)	444	419
Pétrole lourd	233	200
Pétrole léger et moyen	211	219
Utilisation du pétrole brut (%)	97	91
Produits raffinés (kb/j)		
Essence	236	228
Distillats	146	137
Autres	90	79
<b>Total</b>	<b>471</b>	<b>444</b>

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 les marchés du Midwest des États-Unis.

En 2016, 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 2015. 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, qui peut atteindre 220 000 barils bruts par jour. En 2016, presque deux tiers 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 2016, 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 2015.

### Commercialisation

Les activités de commercialisation de Cenovus visent à améliorer le prix que la société obtient de sa production de pétrole brut et de gaz naturel, notamment les achats et les ventes de pétrole brut et de gaz naturel par des tiers qui procurent une souplesse opérationnelle en matière d'engagements de transport, de qualité des produits, de points de livraison et de diversification de la clientèle. Les activités de commercialisation de Cenovus portent principalement sur la vente de la production, la gestion de l'approvisionnement des condensats et l'optimisation de nos engagements d'entreposage et de transport. Les prix qu'elle reçoit sont établis principalement en fonction des prix indiciaires du pétrole brut et du gaz naturel en vigueur, lesquels sont influencés par des facteurs liés à l'offre et à la demande mondiales et régionales.

Les activités de commercialisation de Cenovus comprennent en outre la conclusion de divers contrats de gestion des risques visant à atténuer l'impact des mouvements des prix des marchandises. Des renseignements sur ces opérations figurent dans les notes annexes aux états financiers consolidés

audités de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

### Transport

Nous continuons de miser sur des stratégies à court et à moyen termes pour que la production de pétrole brut accède à de nouveaux marchés. Au 31 décembre 2016, Cenovus avait conclu divers engagements fermes de transport et d'entreposage totalisant 26 milliards de dollars, dont 19 milliards de dollars visent des pipelines qui sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou qui ont été approuvés mais ne sont pas encore en service. Nous maintenons notre appui à de nouveaux projets de pipelines qui nous relieraient à de nouveaux marchés aux États-Unis et dans le monde. 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 d'Edmonton et de Hardisty, en Alberta, et d'autres importants pipelines afin d'atteindre les marchés en aval de ces centres. Ses autres engagements de transport concernent principalement l'approvisionnement fiable 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 un terminal de transport ferroviaire de pétrole brut situé à Bruderheim, en Alberta.

## 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 Saskatchewan, 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<sup>1)</sup>, de LGN, de gaz naturel et de méthane de houille et préparent des rapports sur celles-ci. McDaniel a évalué environ 97 pour cent des réserves prouvées de Cenovus, situées en Alberta, et GLJ a évalué environ 3 pour cent des réserves prouvées de la société, situées en Saskatchewan.

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

<sup>1)</sup> Aux fins de la présente notice annuelle, les renvois à « pétrole brut léger et moyen » désignent « le pétrole brut léger et le pétrole brut moyen mélangés » au sens du Règlement 51-101.



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 « Facteurs de risque – Risques d'exploitation – Incertitude des estimations des réserves et des produits des activités ordinaires nets futurs » de 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 15 février 2017, avec prise d'effet le 31 décembre 2016. McDaniel et GLJ ont tous deux préparé les renseignements en date du 11 janvier 2017.

## DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES

Les données relatives aux réserves présentées résument les réserves de bitume, de pétrole lourd, de pétrole léger et moyen et de LGN de la société et ses réserves de gaz naturel et de méthane de houille, 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 2016 (Prix et inflation prévisionnels)

	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi <sup>3</sup> )
<b>Avant redevances</b>				
<b>Réserves prouvées</b>				
Développées exploitées	304	92	84	634
Développées inexploitées	33	8	2	13
Non développées	2 006	14	15	5
<b>Réserves prouvées</b>	<b>2 343</b>	<b>114</b>	<b>101</b>	<b>652</b>
Réserves probables	976	75	44	212
<b>Somme des réserves prouvées et des réserves probables</b>	<b>3 319</b>	<b>189</b>	<b>145</b>	<b>864</b>

	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi <sup>3</sup> )
<b>Après redevances</b>				
<b>Réserves prouvées</b>				
Développées exploitées	244	75	65	593
Développées inexploitées	25	7	1	11
Non développées	1 510	12	12	5
<b>Réserves prouvées</b>	<b>1 779</b>	<b>94</b>	<b>78</b>	<b>609</b>
Réserves probables	739	57	32	189
<b>Somme des réserves prouvées et des réserves probables</b>	<b>2 518</b>	<b>151</b>	<b>110</b>	<b>798</b>

## Sommaire de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs au 31 décembre 2016

(Prix et inflation prévisionnels)

Avant charges d'impôts	Au taux d'actualisation par année (en millions de dollars)					Valeur unitaire au taux d'actualisation de 10 % <sup>1)</sup>
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	\$/bep
<b>Réserves prouvées</b>						
Développées exploitées	5 901	8 390	7 778	6 981	6 290	16,13
Développées inexploitées	1 090	776	585	457	366	16,47
Non développées	58 133	22 973	11 087	6 101	3 642	7,22
<b>Réserves prouvées</b>	<b>65 124</b>	<b>32 139</b>	<b>19 450</b>	<b>13 539</b>	<b>10 298</b>	<b>9,48</b>
Réserves probables	30 389	12 221	5 807	3 211	1 987	6,76
<b>Somme des réserves prouvées et des réserves probables</b>	<b>95 513</b>	<b>44 360</b>	<b>25 257</b>	<b>16 750</b>	<b>12 285</b>	<b>8,67</b>

Après charges d'impôts <sup>2)</sup>	Au taux d'actualisation par année (en millions de dollars)				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
<b>Réserves prouvées</b>					
Développées exploitées	3 986	6 847	6 498	5 901	5 366
Développées inexploitées	827	591	453	361	293
Non développées	42 308	16 985	8 294	4 614	2 787
<b>Réserves prouvées</b>	<b>47 121</b>	<b>24 423</b>	<b>15 245</b>	<b>10 876</b>	<b>8 446</b>
Réserves probables	22 274	9 021	4 301	2 384	1 481
<b>Somme des réserves prouvées et des réserves probables</b>	<b>69 395</b>	<b>33 444</b>	<b>19 546</b>	<b>13 260</b>	<b>9 927</b>

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

2) Les valeurs ont été calculées en tenant compte des comptes existants et de la situation fiscale de Cenovus et de ses filiales dans l'évaluation consolidée des terrains pétroliers et gaziers de Cenovus et tiennent compte de la réglementation fiscale fédérale actuelle. Les valeurs ne représentent pas une estimation de la valeur au niveau de l'entreprise de l'entité, qui peut être très différente. Pour obtenir de l'information au niveau de l'entreprise de l'entité, se reporter aux états financiers consolidés et au rapport de gestion de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

## Produits des activités ordinaires nets futurs totaux (non actualisés) au 31 décembre 2016

(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 <sup>1)</sup>	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
						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	183 743	44 492	46 364	18 378	9 385	65 124	18 003	47 121
<b>Somme des réserves prouvées et des réserves probables</b>	<b>266 003</b>	<b>64 859</b>	<b>66 175</b>	<b>28 732</b>	<b>10 724</b>	<b>95 513</b>	<b>26 118</b>	<b>69 395</b>

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 2016

(Prix et inflation prévisionnels)

Catégorie de réserves	Types de produits	Produits des activités ordinaires nets futurs avant charges d'impôts	Valeur unitaire
		(au taux d'actualisation de 10 % par année) (en millions de dollars)	au taux d'actualisation de 10 % par année <sup>1)</sup> (\$/bep)
Réserves prouvées	Bitume	17 212	9,68
	Pétrole lourd	1 048	11,15
	Pétrole brut léger et moyen et LGN	1 221	15,56
	Gaz naturel	(31)	(0,31)
	<b>Total</b>	<b>19 450</b>	<b>9,48</b>
Somme des réserves prouvées et des réserves probables	Bitume	21 772	8,65
	Pétrole lourd	1 539	10,19
	Pétrole brut léger et moyen et LGN	1 788	16,18
	Gaz naturel	158	1,19
	<b>Total</b>	<b>25 257</b>	<b>8,67</b>

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

## 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 les LGN avec le pétrole léger et le pétrole moyen, et le méthane de houille avec le gaz naturel, puisque les réserves de LGN et de méthane de houille ne sont pas importantes par rapport aux autres types de produits déclarés.
- 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.

## Définitions

1. **Après redevances** désigne les volumes après déduction des redevances et incluent, le cas échéant, les droits de redevances sur les réserves.
2. **Avant redevances** désigne les volumes avant déduction des redevances et excluent, le cas échéant, les droits de redevances sur les réserves.
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 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 prévisions des prix et des taux d'inflation (les « prévisions de McDaniel ») indiquées dans le tableau qui suit ont été obtenues de McDaniel et ont servi à estimer les produits des activités ordinaires nets futurs associés aux réserves communiquées aux présentes. Les prévisions de McDaniel sont datées du 1<sup>er</sup> janvier 2017. 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 2016, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Historique de la production » dans la présente notice annuelle.

Année	Pétrole					Gaz naturel et méthane de houille		
	WTI à Cushing Oklahoma (\$ US/b)	Prix au pair à Edmonton 40 API (\$ CA/b)	Pétrole brut		Western Canadian Select (\$ CA/b)	Prix AECO (\$ CA/MBTU)	Taux d'inflation (%/année)	Taux de change (\$ US/\$ CA)
			moyen à Cromer 29,3 API (\$ CA/b)	Pétrole lourd en Alberta 12 API (\$ CA/b)				
2017	55,00	69,80	62,80	46,50	53,70	3,40	0,0	0,750
2018	58,70	72,70	67,60	50,50	58,20	3,15	2,0	0,775
2019	62,40	75,50	70,20	54,00	61,90	3,30	2,0	0,800
2020	69,00	81,10	75,40	58,00	66,50	3,60	2,0	0,825
2021	75,80	86,60	80,50	61,90	71,00	3,90	2,0	0,850
2022	77,30	88,30	82,10	63,10	72,40	3,95	2,0	0,850
2023	78,80	90,00	83,70	64,40	73,80	4,10	2,0	0,850
2024	80,40	91,80	85,40	65,60	75,30	4,25	2,0	0,850
2025	82,00	93,70	87,10	67,00	76,80	4,30	2,0	0,850
2026	83,70	95,60	88,90	68,40	78,40	4,40	2,0	0,850
2027	85,30	97,40	90,60	69,60	79,90	4,50	2,0	0,850
2028+	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	2,0	0,850

## 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 calculés en fonction des prix et de l'inflation prévisionnels pour les années indiquées :

Catégorie de réserves (en millions de dollars)	2017	2018	2019	2020	2021	Reste	Total
Réserves prouvées	311	630	739	775	539	15 384	18 378
Réserves prouvées et probables	426	717	1 033	1 160	880	24 516	28 732

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 et aux LGN, et au gaz naturel et au méthane de houille pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, 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 et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi <sup>3</sup> )
<b>Prouvées</b>				
<b>31 décembre 2015</b>	2 183	133	110	721
Extensions et récupération améliorée	154	-	-	-
Découvertes	-	-	-	-
Révisions techniques	61	(8)	1	79
Facteurs économiques	-	-	-	-
Acquisitions	-	-	-	-
Sorties d'actifs	-	-	-	(1)
Production <sup>1)</sup>	(55)	(11)	(10)	(147)
<b>31 décembre 2016</b>	<b>2 343</b>	<b>114</b>	<b>101</b>	<b>652</b>

	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi <sup>3</sup> )
<b>Probables</b>				
<b>31 décembre 2015</b>	1 115	87	44	232
Extensions et récupération améliorée	-	-	-	-
Découvertes	-	-	-	-
Révisions techniques	(139)	(12)	-	(20)
Facteurs économiques	-	-	-	-
Acquisitions	-	-	-	-
Sorties d'actifs	-	-	-	-
Production <sup>1)</sup>	-	-	-	-
<b>31 décembre 2016</b>	<b>976</b>	<b>75</b>	<b>44</b>	<b>212</b>

	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi <sup>3</sup> )
<b>Prouvées et probables</b>				
<b>31 décembre 2015</b>	3 298	220	154	953
Extensions et récupération améliorée	154	-	-	-
Découvertes	-	-	-	-
Révisions techniques	(78)	(20)	1	59
Facteurs économiques	-	-	-	-
Acquisitions	-	-	-	-
Sorties d'actifs	-	-	-	(1)
Production <sup>1)</sup>	(55)	(11)	(10)	(147)
<b>31 décembre 2016</b>	<b>3 319</b>	<b>189</b>	<b>145</b>	<b>864</b>

1) 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 sept pour cent. Les augmentations enregistrées à Christina Lake sont principalement le fait de l'agrandissement de la zone et du rendement accru du réservoir. Les augmentations à Foster Creek découlent principalement du rendement accru du réservoir. Les réserves prouvées et probables de bitume ont augmenté de un pour cent.

Les réserves de pétrole lourd ont diminué d'environ 14 pour cent, surtout en raison des reports de production et de forage. Les réserves probables de pétrole lourd ont diminué d'environ 14 pour cent en raison de reports de forage à Pelican Lake. Dans l'ensemble, les réserves de pétrole lourd prouvées et probables ont diminué d'environ 14 pour cent.

Les réserves prouvées de pétrole léger et moyen et de LGN ont diminué de huit pour cent. Les

diminutions résultent principalement de la production, partiellement contrebalancée par le développement à Grassland. Dans l'ensemble, les réserves prouvées et probables de pétrole léger et moyen et de LGN ont diminué de six pour cent, principalement en raison de la production.

Les réserves prouvées de gaz naturel et de méthane de houille ont diminué d'environ 10 pour cent, puisque les extensions et les révisions techniques n'ont pas contrebalancé la production. Les réserves probables de gaz naturel et de méthane de houille et les réserves prouvées et probables de gaz naturel et de méthane de houille ont subi une baisse d'environ neuf pour cent.

## Réserves non développées

Les réserves non développées sont les réserves que l'on prévoit récupérer de gisements connus qui nécessiteraient des dépenses considérables pour les rendre aptes à la production.

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 non développées seront développées au cours des 45 prochaines années.

### Prouvées non développées – Participation de la société avant redevances

	Bitume (Mb)		Pétrole lourd (Mb)		Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)		Gaz naturel et méthane de houille (Gpi <sup>3</sup> )	
	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	1 875	1 629	94	47	59	15	300	4
2014	161	1 732	7	40	11	21	4	4
2015	238	1 861	-	29	1	19	1	4
2016	185	2 006	-	14	-	15	-	5

### Probables non développées – Participation de la société avant redevances

	Bitume (Mb)		Pétrole lourd (Mb)		Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)		Gaz naturel et méthane de houille (Gpi <sup>3</sup> )	
	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	1 244	649	122	86	35	17	54	16
2014	649	1 293	5	76	8	15	7	11
2015	1	1 074	-	52	1	14	2	8
2016	10	935	-	46	-	15	-	9

## DÉVELOPPEMENT DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES NON DÉVELOPPÉES

### Bitume

À la fin de 2016, Cenovus avait des réserves prouvées non développées de bitume de 2 006 millions de barils avant redevances, soit environ 86 pour cent du total des réserves prouvées de bitume de la société. De ses 976 millions de barils de réserves probables de bitume, 935 millions de barils, ou environ 96 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 par section, avec des données sismiques tridimensionnelles, ou de 16 puits par section, s'il n'y a pas de données sismiques. Dans d'autres formations géologiques, comme celle de Grand Rapids, il peut y avoir une certaine variation par rapport à la norme. De plus, toutes les

approbations légales et réglementaires doivent avoir été obtenues, les approbations de financement de l'exploitant et des partenaires 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 aura lieu de manière méthodique au fur et à mesure que des paires de puits supplémentaires sont forées pour utiliser la vapeur disponible lorsque des paires de puits existantes atteignent la fin de leur phase d'injection de vapeur. La production prévue des réserves prouvées de bitume de Cenovus s'étend sur environ 47 ans en fonction des installations existantes. La durée de la production à partir de la partie prouvée actuellement développée est estimée à environ 13 ans.

### Pétrole brut

Cenovus a un important projet de RAP moyen par injection de CO<sub>2</sub> à Weyburn et un important projet de RAP lourd par injection d'eau/de polymères à Pelican Lake. Ces projets se situent dans de grands réservoirs bien développés où les réserves non

développées ne sont pas nécessairement définies par l'absence de forage, mais par une récupération améliorée prévue associée au développement des projets de RAP. L'expansion des projets de RAP dans les deux régions nécessite d'importantes dépenses d'investissement pour l'aménagement des infrastructures, ce qui s'étendra sur de nombreuses années.

À Weyburn, l'investissement dans les réserves prouvées non développées devrait se poursuivre au-delà de quarante ans, par le forage de puits supplémentaires au cours des cinq prochaines années ainsi que par la poursuite des injections de CO<sub>2</sub> pendant de nombreuses années par la suite. À Pelican Lake, l'investissement dans les réserves prouvées non développées devrait se poursuivre pendant trois ans, au moyen de l'aménagement d'infrastructures, de forages intercalaires et d'injections de polymères.

## 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 « Facteurs de risque – Risques associés à l'exploitation – Incertitude des estimations des réserves et des produits des activités ordinaires nets futurs ».

## 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 2016 :

Puits productifs <sup>1)</sup>	Pétrole		Gaz		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
<b>Alberta</b>						
Sables bitumineux	490	245	293	279	783	524
Classique	1 923	1 907	24 128	23 952	26 051	25 859
<b>Total en Alberta</b>	<b>2 413</b>	<b>2 152</b>	<b>24 421</b>	<b>24 231</b>	<b>26 834</b>	<b>26 383</b>
<b>Saskatchewan</b>	<b>645</b>	<b>402</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>645</b>	<b>402</b>
<b>Total</b>	<b>3 058</b>	<b>2 554</b>	<b>24 421</b>	<b>24 231</b>	<b>27 479</b>	<b>26 785</b>

1) Comprend les puits à multiples complétions : 22 082 puits bruts de gaz (21 924 puits nets) et 1 131 puits bruts de pétrole (1 013 puits nets).

Puits non productifs <sup>1)</sup>	Pétrole		Gaz		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
<b>Alberta</b>						
Sables bitumineux	109	60	349	240	458	300
Classique	929	909	1 085	1 051	2 014	1 960
<b>Total en Alberta</b>	<b>1 038</b>	<b>969</b>	<b>1 434</b>	<b>1 291</b>	<b>2 472</b>	<b>2 260</b>
<b>Saskatchewan</b>	<b>196</b>	<b>85</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>197</b>	<b>86</b>
<b>Total</b>	<b>1 234</b>	<b>1 054</b>	<b>1 435</b>	<b>1 292</b>	<b>2 669</b>	<b>2 346</b>

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.



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 2016<sup>1)</sup> :

Puits de développement forés	Sables bitumineux		Classique		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Pétrole	54	28	10	9	64	37
Gaz	-	-	-	-	-	-
Secs et abandonnés	-	-	-	-	-	-
<b>Total au Canada</b>	<b>54</b>	<b>28</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>64</b>	<b>37</b>

1) Cenovus n'avait pas de participation ni d'intérêt dans des puits d'exploitation en 2016.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, le secteur Sables bitumineux a foré 205 puits d'exploration stratigraphiques bruts (103 puits nets) et le secteur Hydrocarbures classiques a foré 58 puits d'exploration stratigraphiques bruts (58 puits nets).

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, les secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques n'ont foré aucun puits de service brut. Les paires de puits de DGMV sont comptées comme un seul puits 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 le soutien de nos de RAP à Pelican Lake et à Weyburn.

### Terrains sans réserves attribuées

Cenovus possède environ 3,9 millions d'acres brutes (3,4 millions d'acres nettes) de terrains au Canada auxquels aucune réserve n'a été attribuée en particulier. Il est prévu que ces terrains seront développés, à court terme et ultérieurement, dans le cadre des activités pétrolières et gazières de la société dans le secteur Sables bitumineux et le secteur Hydrocarbures classiques. 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 81 000 acres nettes qui pourraient expirer le 31 décembre 2017 et qui concernent exclusivement des terrains appartenant à la Couronne et des terrains détenus en propriété franche.

Dans les régions où Cenovus détient des participations dans différentes formations sous la même région de surface dans le cadre de concessions distinctes, la société a calculé sa superficie nette et brute pour chaque concession.

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 aux rubriques « Facteurs de risque – Risques financiers – Prix des marchandises » et « Facteurs de risque – Risques financiers – Frais de développement et charges d'exploitation » et

« Facteurs de risque – Risques d'exploitation – Incertitude des estimations des réserves et des produits des activités ordinaires nets futurs » 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 6,14 milliards de dollars (environ 1,078 milliard de dollars, avec un taux d'actualisation de 10 pour cent) au 31 décembre 2016; elle prévoit payer entre 200 et 240 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 34 762 puits nets.

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 9 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 2017, 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 pourrait devoir payer des impôts en 2018.

### Coûts engagés

(en millions de dollars)	2016
<b>Acquisitions</b>	
Non prouvées	11
Prouvées	-
Acquisitions totales	11
<b>Frais d'exploration</b>	35
<b>Frais de développement</b>	738
<b>Frais totaux engagés</b>	<b>784</b>

### 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 2016.

### Estimations de la production

Le tableau qui suit résume le volume quotidien moyen estimatif en 2017 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 2016 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 2017

Coûts et prix prévisionnels	Prouvées	Prouvées et probables
Bitume (b/j) <sup>1)</sup>	176 481	184 513
Pétrole brut léger et moyen (b/j)	24 814	27 600
Pétrole lourd (b/j)	25 747	26 812
Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)	349	376
Liquides de gaz naturel (b/j)	706	778
Participation directe de la société avant redevances (bep/j)	285 952	302 444

1) Comprend la production de Foster Creek de 74 981 barils par jour dans la catégorie prouvée et de 77 875 barils par jour dans la catégorie prouvée et probable et la production de Christina Lake de 101 500 barils par jour dans la catégorie prouvée et de 106 638 barils par jour dans la catégorie prouvée et probable.

### Historique de la production

#### Moyenne des volumes de production quotidienne attribuables aux participations directes – 2016

	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>Pétrole brut et liquides de gaz naturel (b/j)</b>					
Sables bitumineux					
Foster Creek (bitume)	70 244	81 588	73 798	64 544	60 882
Christina Lake (bitume)	79 449	82 808	79 793	78 060	77 093
	149 693	164 396	153 591	142 604	137 975
Liquides classiques					
Pétrole lourd	29 185	28 913	28 096	28 500	31 247
Pétrole léger et moyen	25 844	25 016	25 280	26 127	26 970
Liquides de gaz naturel <sup>1)</sup>	1 064	1 176	1 073	798	1 206
<b>Total du pétrole brut et des liquides de gaz naturel</b>	<b>205 786</b>	<b>219 501</b>	<b>208 040</b>	<b>198 029</b>	<b>197 398</b>
<b>Gaz naturel (Mpi<sup>3</sup>/j)</b>					
Sables bitumineux	17	17	18	18	17
Classique	377	362	374	381	391
<b>Total du gaz naturel</b>	<b>394</b>	<b>379</b>	<b>392</b>	<b>399</b>	<b>408</b>
<b>Total (bep/j)</b>	<b>271 453</b>	<b>282 669</b>	<b>273 373</b>	<b>264 528</b>	<b>265 398</b>

1) Les liquides de gaz naturel comprennent les volumes de condensats.

## Moyenne des volumes de production quotidienne attribuables aux droits de redevances – 2016

	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>Pétrole brut et liquides de gaz naturel (b/j)</b>					
Liquides classiques <sup>1)</sup>					
Pétrole lourd	-	-	-	-	-
Pétrole léger et moyen	70	48	31	51	151
Liquides de gaz naturel <sup>1)</sup>	2	1	1	1	2
<b>Total du pétrole brut et des liquides de gaz naturel</b>	<b>72</b>	<b>49</b>	<b>32</b>	<b>52</b>	<b>153</b>
<b>Gaz naturel (Mpi<sup>3</sup>/j)</b>					
Classique	-	-	-	-	-
<b>Total (bep/j)</b>	<b>72</b>	<b>49</b>	<b>32</b>	<b>52</b>	<b>153</b>

1) Les liquides de gaz naturel comprennent les volumes de condensats.

## Résultats par élément

Les tableaux suivants résument les résultats de Cenovus par élément, ainsi que l'incidence des opérations de couverture financières réalisées, avant déduction des redevances, pour chaque trimestre des périodes indiquées :

### Rentrées nettes<sup>1)</sup> – 2016

(compte non tenu de l'incidence du profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques)

	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>Bitume – Foster Creek (\$/b)</b>					
Prix de vente	30,32	38,59	33,61	33,40	11,82
Redevances	(0,01)	(0,27)	0,19	0,23	(0,16)
Transport et fluidification	8,84	7,37	8,38	11,44	8,70
Charges d'exploitation	10,55	10,60	9,63	10,15	12,05
<b>Rentrées nettes</b>	<b>10,94</b>	<b>20,89</b>	<b>15,41</b>	<b>11,58</b>	<b>(8,77)</b>
<b>Bitume – Christina Lake (\$/b)</b>					
Prix de vente	25,30	34,78	29,11	28,31	8,85
Redevances	0,33	0,56	0,41	0,28	0,05
Transport et fluidification	4,68	4,08	4,49	4,90	5,28
Charges d'exploitation	7,48	8,15	7,72	6,35	7,61
<b>Rentrées nettes</b>	<b>12,81</b>	<b>21,99</b>	<b>16,49</b>	<b>16,78</b>	<b>(4,09)</b>
<b>Bitume total (\$/b)</b>					
Prix de vente	27,64	36,67	31,30	30,59	10,13
Redevances	0,17	0,14	0,30	0,26	(0,04)
Transport et fluidification	6,62	5,71	6,39	7,84	6,75
Charges d'exploitation	8,91	9,37	8,65	8,06	9,52
<b>Rentrées nettes</b>	<b>11,94</b>	<b>21,45</b>	<b>15,96</b>	<b>14,43</b>	<b>(6,10)</b>
<b>Pétrole brut lourd (\$/b)</b>					
Prix de vente	35,82	40,72	40,50	36,77	25,99
Redevances	3,31	4,08	3,97	3,95	1,40
Transport et fluidification	4,60	4,90	4,86	3,85	4,77
Charges d'exploitation	13,38	14,69	12,43	12,34	13,98
Taxes sur la production et impôts miniers	0,01	0,01	0,01	0,01	-
<b>Rentrées nettes</b>	<b>14,52</b>	<b>17,04</b>	<b>19,23</b>	<b>16,62</b>	<b>5,84</b>

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 les ventes brutes 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. Notre 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 sur notre site Web, 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 ».

**Rentrées nettes<sup>1)</sup> – 2016**

(compte non tenu de l'incidence du profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques)

	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>Pétrole brut léger et moyen (\$/b)</b>					
Prix de vente	46,48	55,35	48,97	48,09	34,36
Redevances	9,28	14,87	8,91	8,52	5,18
Transport et fluidification	2,73	2,69	2,71	2,77	2,73
Charges d'exploitation	15,65	16,05	13,94	16,21	16,34
Taxes sur la production et impôts miniers	1,24	1,50	1,48	1,18	0,82
Rentrées nettes	17,58	20,24	21,93	19,41	9,29
<b>Total – Bitume et pétrole brut (lourd, léger et moyen) (\$/b)</b>					
Prix de vente	31,20	39,37	34,66	33,89	15,91
Redevances	1,77	2,38	1,83	1,93	0,90
Transport et fluidification	5,84	5,25	5,74	6,56	5,89
Charges d'exploitation	10,40	10,85	9,79	9,80	11,14
Taxes sur la production et impôts miniers	0,16	0,17	0,18	0,16	0,11
Rentrées nettes	13,03	20,72	17,12	15,44	(2,13)
<b>LGN (\$/b)</b>					
Prix de vente	31,16	40,79	29,71	28,11	24,99
Redevances	4,21	4,97	3,58	4,20	4,03
Rentrées nettes	26,95	35,82	26,13	23,91	20,96
<b>Total – Bitume, pétrole brut (lourd, léger et moyen) et LGN (\$/b)</b>					
Prix de vente	31,20	39,38	34,64	33,87	15,97
Redevances	1,79	2,39	1,84	1,94	0,92
Transport et fluidification	5,81	5,22	5,71	6,53	5,85
Charges d'exploitation	10,35	10,80	9,74	9,76	11,08
Taxes sur la production et impôts miniers	0,16	0,17	0,18	0,16	0,11
Rentrées nettes	13,09	20,80	17,17	15,48	(1,99)
<b>Total - Gaz naturel (\$/kpi<sup>3</sup>)</b>					
Prix de vente	2,32	2,99	2,49	1,53	2,31
Redevances	0,10	0,15	0,10	0,04	0,09
Transport et fluidification	0,11	0,12	0,10	0,13	0,10
Charges d'exploitation	1,15	1,25	1,05	1,06	1,23
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	0,01	-	-
Rentrées nettes	0,96	1,47	1,23	0,30	0,89
<b>Total (\$/bep)</b>					
Prix de vente	27,01	34,53	29,98	27,56	15,43
Redevances	1,49	2,06	1,55	1,51	0,82
Transport et fluidification	4,56	4,20	4,51	5,07	4,51
Charges d'exploitation	9,51	10,05	8,92	8,89	10,14
Taxes sur la production et impôts miniers	0,12	0,13	0,15	0,12	0,08
Rentrées nettes	11,33	18,09	14,85	11,97	(0,12)

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 les ventes brutes 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. Notre 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 sur notre site Web, 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 ».

**Incidence du profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques – 2016**

	Exercice	T4	T3	T2	T1
Liquides (\$/b)	3,23	0,91	2,14	1,97	8,16
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	-	-	-	-	-
Total (\$/bep)	2,44	0,70	1,63	1,46	6,08

## Dépenses d'investissement, acquisitions et sorties d'actifs

Cenovus dispose d'un nombre important d'occasions de croissance interne et continue d'examiner les occasions d'acquisition sélectives qui lui permettront d'agrandir et de développer ses terrains pétroliers et gaziers. Les occasions d'acquisition pourraient comprendre les acquisitions d'entreprises ou d'actifs. Elle peut financer de telles acquisitions au moyen de capitaux d'emprunt, de capitaux propres, des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, du produit de la sortie d'actifs ou d'une combinaison de ces sources.

En 2016, Cenovus avait un programme actif visant à se départir de certains actifs non essentiels 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, en partie, ses dépenses d'investissement.

Au troisième trimestre de 2015, Cenovus a vendu HRP, qui détenait l'entreprise de Cenovus liée aux terres détenues en fief assorties de droits de redevances et de droits miniers en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba, à un tiers non apparenté pour un produit en trésorerie brut d'environ 3,3 milliards de dollars. Également au troisième trimestre de 2015, Cenovus a acquis le terminal ferroviaire Bruderheim, un terminal de transport ferroviaire de pétrole brut situé à Bruderheim, en Alberta, pour 75 millions de dollars, majorés des ajustements.

Le tableau suivant fait état du montant net de nos dépenses d'investissement pour 2016 et 2015 :

Dépenses d'investissement – montant net (en millions de dollars)	2016	2015
Dépenses d'investissement		
Sables bitumineux		
Foster Creek	263	403
Christina Lake	282	647
Total	545	1 050
Autres régions du segment des sables bitumineux	59	135
	604	1 185
Classique	171	244
Raffinage et commercialisation	220	248
Activités non sectorielles	31	37
Dépenses d'investissement	1 026	1 714
Acquisitions	11	87
Sorties d'actifs	(8)	(3 344)
Activités nettes d'acquisitions et de sorties d'actifs	3	(3 257)
Dépenses d'investissement – montant net <sup>1)</sup>	1 029	(1 543)

1) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles ainsi qu'aux actifs d'exploration et d'évaluation.

## AUTRES RENSEIGNEMENTS

### CONCURRENCE

Une forte concurrence existe dans tous les aspects de l'industrie pétrolière et gazière. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risques d'exploitation – Concurrence » pour obtenir de plus amples renseignements sur la concurrence à laquelle Cenovus doit faire face.

### CONSIDÉRATIONS ENVIRONNEMENTALES

Les activités de Cenovus sont assujetties aux lois et aux règlements en matière de pollution, de protection de l'environnement et de manipulation et de transport de matières dangereuses. Ces lois et règlements obligent généralement la société 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. Le comité de la sécurité, de l'environnement et de la responsabilité du conseil de la société examine les politiques relatives à la

responsabilité de l'entreprise, y compris l'environnement, et fait ses recommandations à cet égard et voit au respect des lois et des règlements imposés par les États. Les programmes de surveillance et d'information sur le rendement en matière d'environnement, de santé et de sécurité des activités quotidiennes ainsi que les inspections et les vérifications, servent à garantir que les normes environnementales et réglementaires sont observées. Des plans d'urgence ont été mis en place pour réagir en temps utile aux situations environnementales, et des programmes de correction et de remise en état de sites ont été instaurés et sont déployés pour restaurer l'environnement.

Cenovus reconnaît que les émissions de carbone ont un coût et croit que la réglementation des GES et le coût du carbone à divers niveaux de prix peuvent être pris en compte de façon adéquate dans le cadre des plans d'affaires futurs. À ce titre, la direction et le conseil examinent les répercussions de divers scénarios en tenant compte de l'effet contraignant du carbone sur la stratégie de Cenovus. Malgré l'incertitude qui entoure l'éventuelle réglementation sur les émissions, la société continue d'évaluer le coût du carbone par rapport à ses investissements selon divers scénarios. Pour consulter un exposé sur

les risques associés à cette incertitude, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risques associés à l’environnement et à la réglementation – Réglementation en matière de changements climatiques ».

Cenovus examine également l’effet de la réglementation du carbone sur ses projets majeurs, y compris ses activités relatives aux sables bitumineux et ses actifs de raffinage. Cenovus continue de superviser étroitement l’évolution de la législation et de la jurisprudence éventuelles en matière de GES au Canada et aux États-Unis.

Cenovus s’attend à devoir engager des coûts d’abandon et de remise en état de sites à mesure que des terrains pétroliers et gaziers sont abandonnés et doivent être remis en état. Cenovus ne prévoit pas devoir engager des dépenses importantes allant au-delà du strict respect de la réglementation environnementale en 2017. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risques associés à l’environnement et à la réglementation – Réglementation en matière d’environnement » pour obtenir davantage de renseignements sur l’incidence des questions de protection de l’environnement sur Cenovus.

## RESPONSABILITÉ D’ENTREPRISE

Cenovus entend exploiter son entreprise de façon responsable et intégrer ses principes en matière de responsabilité d’entreprise à son mode de conduite des affaires. Notre politique de responsabilité d’entreprise (« RE ») continue d’orienter nos engagements dans les domaines suivants : le leadership; la gouvernance d’entreprise et les pratiques commerciales; les droits de la personne; le respect de l’environnement; l’engagement envers les parties intéressées et les autochtones; et la participation à la collectivité et l’engagement envers celle-ci.

En juillet 2016, nous avons publié notre rapport de RE de 2015 qui décrit nos efforts pour accélérer notre rendement en matière d’environnement, protéger la santé et la sécurité de notre personnel, investir dans les collectivités des endroits où nous exerçons des activités et nous engager envers elles, et maintenir les normes de gouvernance d’entreprise les plus élevées. Notre rapport de RE énumère également les distinctions que nous avons reçues de tiers pour notre engagement envers la responsabilité d’entreprise et nos efforts en vue d’équilibrer le rendement en matière économique, de gouvernance, de responsabilité sociale et d’environnement. Notre politique de RE et notre rapport de RE de 2015 peuvent être consultés sur notre site Web, au [cenovus.com](http://cenovus.com).

## EMPLOYÉS

Le tableau qui suit résume la répartition des employés équivalents temps plein (« ETP ») de Cenovus au 31 décembre 2016 :

	<b>Employés ETP</b>
En amont	1 856
En aval	126
Entreprise	793
<b>Total</b>	<b>2 775</b>

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 « Facteurs de risque – Risques d’exploitation – Leadership et talent » pour obtenir de plus amples renseignements sur les questions relatives aux employés qui peuvent 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 « Facteurs de risque – Risques financiers – Taux de change » pour obtenir davantage de renseignements sur les taux de change ayant une incidence sur Cenovus.

## ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

### ADMINISTRATEURS

Les personnes qui suivent sont des administrateurs de Cenovus.

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis <sup>1)</sup>	Occupation principale au cours des cinq dernières années
<b>Patrick D. Daniel</b> <sup>(2,3,4)</sup> Calgary (Alberta) Canada	2009 Indépendant	M. Daniel 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 président et chef de la direction de janvier 2001 à février 2012 et chef de la direction de février 2012 à octobre 2012.
<b>Ian W. Delaney</b> <sup>(3,4,6)</sup> Toronto (Ontario) Canada	2009 Indépendant	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.
<b>Brian C. Ferguson</b> <sup>(7)</sup> Calgary (Alberta) Canada	2009	M. Ferguson est président et chef de la direction de Cenovus depuis qu'elle a été constituée le 30 novembre 2009, et administrateur de La Banque Toronto-Dominion. M. Ferguson est Fellow des Chartered Professional Accountants of Alberta et membre des Comptables professionnels agréés du Canada.
<b>Michael A. Grandin</b> <sup>(4,8)</sup> Calgary (Alberta) Canada	2009 (Président du conseil) Indépendant	M. Grandin est le président du conseil de Cenovus. Il est administrateur de la Banque HSBC Canada et a été administrateur de BNS Split Corp. Il, société ouverte de placement, de février 2005 à novembre 2016.
<b>Steven F. Leer</b> <sup>(2,4,5)</sup> Boca Grande (Floride) États-Unis	2015 Indépendant	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.

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis <sup>1)</sup>	Occupation principale au cours des cinq dernières années
<b>Richard J. Marcogliese</b> <sup>(4,5,6)</sup> Alamo (Californie) États-Unis	2016 Indépendant	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.
<b>Claude Mongeau</b> <sup>(9)</sup> Montréal (Québec) Canada	2016 Indépendant	M. Mongeau est administrateur de La Banque Toronto-Dominion. 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. 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 Canada.
<b>Valerie A.A. Nielsen</b> <sup>(3,4,6)</sup> Victoria (Colombie-Britannique) Canada	2009 Indépendante	M <sup>me</sup> Nielsen a été administratrice de Corporation Wajax, société ouverte de pièces et de services industriels, de juin 1995 à mai 2012.
<b>Charles M. Rampacek</b> <sup>(3,4,6)</sup> Dallas (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.
<b>Colin Taylor</b> <sup>(2,4,5)</sup> 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.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.
<b>Wayne G. Thomson</b> <sup>(2,4,5)</sup> 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 et président du conseil membre de la direction par interim d'Inventys Thermal Technologies Inc., 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 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.



Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis <sup>1)</sup>	Occupation principale au cours des cinq dernières années
<b>Rhonda I. Zygocki</b> <sup>(3,4,6)</sup> Friday Harbor (Washington) États-Unis	2016 Indépendante	M <sup>me</sup> 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) Chacun des administrateurs est initialement devenu membre du conseil de Cenovus aux termes de l'arrangement, à l'exception des personnes suivantes :
- M. Leer, qui a été élu administrateur du conseil de Cenovus à l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires du 29 avril 2015,
  - M<sup>me</sup> Zygocki et M. Marcogliese, qui ont été élus administrateurs du conseil de Cenovus à l'assemblée annuelle des actionnaires du 27 avril 2016, et
  - M. Mongeau, qui a été nommé administrateur du conseil de Cenovus à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2016.
- 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) À titre de dirigeant et d'administrateur non indépendant, M. Ferguson n'est membre d'aucun des comités du conseil de Cenovus.
- 8) 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. Grandin assiste aux réunions lorsque son horaire le lui permet et peut voter lorsque cela est requis pour atteindre le quorum fixé.
- 9) À l'heure actuelle, M. Mongeau ne siège à aucun comité permanent du conseil.

## MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Les personnes suivantes étaient membres de la haute direction de Cenovus au 31 décembre 2016.

Nom et résidence	Poste et occupation principale au cours des cinq dernières années
<b>Brian C. Ferguson</b> Calgary (Alberta) Canada	Président et chef de la direction Les renseignements d'ordre biographique de M. Ferguson sont présentés à la rubrique « Administrateurs ».
<b>Ivor M. Ruste</b> 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.
<b>Harbir S. Chhina</b> Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Développement des sables bitumineux M. Chhina est devenu vice-président directeur du développement des sables bitumineux le 1 <sup>er</sup> septembre 2015. De décembre 2010 à août 2015, M. Chhina a été vice-président directeur du secteur Sables bitumineux de Cenovus. De novembre 2009 à novembre 2010, il a été vice-président directeur de la mise en valeur assistée du pétrole et des nouvelles zones de ressources de Cenovus.
<b>Judy A. Fairburn</b> Calgary (Alberta) Canada	Vice-présidente directrice, Innovation en entreprise M <sup>me</sup> Fairburn est devenue vice-présidente directrice de l'innovation en entreprise le 1 <sup>er</sup> décembre 2015. De février 2013 à novembre 2015, M <sup>me</sup> Fairburn a été conseillère de la haute direction de Cenovus. De novembre 2009 à janvier 2013, M <sup>me</sup> Fairburn a été la vice-présidente directrice, Environnement et planification stratégique de Cenovus.
<b>Kieron McFadyen</b> Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur et président, Pétrole et gaz naturel en amont M. McFadyen est devenu vice-président directeur et président, Pétrole et gaz naturel en amont 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.

Nom et résidence	Poste et occupation principale au cours des cinq dernières années
<b>Jacqueline (Jacqui) A.T. McGillivray</b> Calgary (Alberta) Canada	Vice-présidente directrice, Sécurité et efficacité en entreprise M <sup>me</sup> McGillivray est devenue vice-présidente directrice, Sécurité et efficacité en entreprise le 1 <sup>er</sup> juillet 2015. D'octobre 2012 à juin 2015, M <sup>me</sup> McGillivray a été vice-présidente principale et directrice des ressources humaines de Cenovus. De novembre 2010 à octobre 2012, M <sup>me</sup> McGillivray a été chef des ressources humaines mondiales de Société d'énergie Talisman Inc.
<b>Robert W. Pease</b> Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Stratégie d'entreprise, et président, Activités en aval M. Pease est devenu vice-président directeur, Stratégie d'entreprise, et président, Activités en aval le 1 <sup>er</sup> juillet 2015. De juin 2014 à juin 2015, M. Pease a été vice-président directeur des marchés, des produits et du transport de Cenovus. De février 2014 à mai 2014, M. Pease a été vice-président, Excellence commerciale mondiale, Approvisionnement et négociation de Shell Trading (US) Company, société qui agit à titre d'intermédiaire sur le marché pour les sociétés Royal Dutch Shell et les membres de son groupe aux États-Unis; de novembre 2008 à janvier 2014, il a été président et chef de la direction de Motiva Enterprises LLC, raffineur, distributeur et négociant de carburants dans l'Est et la région de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis.
<b>Alan C. Reid</b> Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Environnement, affaires générales et services juridiques, et chef du contentieux M. Reid est devenu vice-président directeur, Environnement, affaires générales et services juridiques, et chef du contentieux le 1 <sup>er</sup> décembre 2015. De septembre 2015 à novembre 2015, M. Reid a été vice-président directeur, Environnement, affaires générales et services juridiques de Cenovus. De janvier 2014 à août 2015, M. Reid a été vice-président directeur de Cenovus à Christina Lake et à Narrows Lake. De janvier 2012 à janvier 2014, M. Reid a été vice-président directeur de Cenovus à Christina Lake. De novembre 2009 à janvier 2012, M. Reid a été vice-président, Réglementation, santé et sécurité, de Cenovus.
<b>J. Drew Zieglgansberger</b> Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Production des sables bitumineux M. Zieglgansberger est devenu vice-président directeur, Production des sables bitumineux, le 1 <sup>er</sup> septembre 2015. De juin 2015 à août 2015, il a été vice-président directeur, Exploitation et services partagés de Cenovus. De juin 2012 à mai 2015, M. Zieglgansberger a été vice-président principal, Exploitation et services partagés, de Cenovus. De janvier 2012 à mai 2012, M. Zieglgansberger a été vice-président principal, Réglementation, collectivités locales et militaire de Cenovus. De décembre 2010 à janvier 2012, M. Zieglgansberger a été vice-président principal de Cenovus à Christina Lake.

Au 31 décembre 2016, la totalité des administrateurs et des membres de la haute direction de Cenovus, en tant que groupe, étaient propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 1 143 169 actions ordinaires de Cenovus (les « actions ordinaires »), soit environ 0,13 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 sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada) 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 ACC 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.

#### Patrick D. Daniel

M. Daniel est titulaire d'un baccalauréat ès sciences (University of Alberta) et d'une maîtrise ès sciences

(University of British Columbia), dans les deux cas en génie chimique. Il est également diplômé de l'Advanced Management Program de la Harvard University. Il a été chef de la direction et administrateur d'Enbridge, société ouverte de distribution d'énergie. Il est également un ancien administrateur et membre du comité d'audit d'Enerflex Systems Income Fund, fabricant de systèmes de compression, et a été administrateur et président du comité des finances de Synenco Energy Inc., société d'extraction de sables bitumineux acquise en août 2008 par Total E&P Canada Ltd.

### **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, et administrateur de Parsons Corporation, société fermée de services techniques, d'ingénierie, de construction et de gestion. M. Leer a été administrateur d'USG, société ouverte de fabrication et de distribution de systèmes de construction à rendement élevé, de juin 2005 à janvier 2012, et administrateur principal d'USG de janvier 2012 à novembre 2016. Il a été président du conseil d'Arch Coal, société ouverte de production de charbon, d'avril 2006 à avril 2014, et il a été 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 et président de juillet 1992 à avril 2006. Il est 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.

### **Colin Taylor (expert financier 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 (de juin 1996 à mai 2004) les fonctions de chef de la direction et d'associé directeur général chez Deloitte s.r.l. et, par la suite, celles de conseiller principal jusqu'à son départ à la retraite en mai 2008. Il a exercé de nombreuses fonctions de gouvernance et de gestion internationale tout au long de sa carrière. Il a également agi à titre d'associé-conseil auprès de nombreux clients des secteurs public et privé de Deloitte s.r.l.

### **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 et président du conseil membre de la direction par intérim d'Inventys Thermal Technologies Inc. Il est également président du conseil et président d'Enviro Valve Inc., société fermée de fabrication de soupapes de surpression brevetées, depuis 2005. M. Thomson a été 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.

Michael A. Grandin, qui est membre d'office bénéficiant d'une invitation permanente du comité d'audit de Cenovus, ne figure pas dans la liste qui précède.

### **Politiques et procédures d'approbation préalable**

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

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

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

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

## Honoraires en contrepartie des services de l'auditeur externe

Le tableau qui suit fournit des renseignements sur les honoraires facturés à Cenovus en contrepartie des services professionnels fournis par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. pendant les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015 :

(en milliers de dollars)	2016	2015
Honoraires d'audit <sup>1)</sup>	2 793	2 692
Honoraires pour services liés à l'audit <sup>2)</sup>	111	482
Honoraires pour services fiscaux <sup>3)</sup>	71	99
Tous les autres honoraires <sup>4)</sup>	10	-
Total	2 985	3 273

- 1) Les honoraires d'audit comprennent le total des honoraires facturés pour l'audit des états financiers annuels de la société ou les services qui sont normalement fournis à l'occasion de dépôts ou de missions prévus par la loi et la réglementation.
- 2) Les honoraires pour services liés à l'audit comprennent le total des honoraires facturés pour les services de certification et les services connexes qui sont raisonnablement liés à l'exécution de l'audit ou de l'examen des états financiers de la société et qui ne sont pas compris dans les honoraires d'audit. Ces services comprennent les services reliés à l'audit dans le cadre des prospectus de Cenovus, les élaborations de systèmes, les essais de contrôle et les frais de participation exigés par le Conseil canadien sur la reddition de comptes.
- 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.
- 4) 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.

## 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 2016, environ 833,3 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 ») qui a été adopté en 2009 en vue de garantir, dans la mesure du possible, que tous ses actionnaires sont traités équitablement en cas d'offres publiques d'achat visant Cenovus. Le régime de droits des actionnaires crée un droit qui se rattache 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'acquiescer 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.

## 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' ACTIONS 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. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle pour plus de détails.

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

	Standard & Poor's Ratings Services (« S&P »)	Moody's Investors Service (« Moody's »)	DBRS Limited (« DBRS »)
Titres de premier rang non garantis			
Note à long terme	BBB	Ba2	BBB (haut)
Perspective/tendance	Stable	Stable	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 en tout temps, ou 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 « stable » indique qu'une modification de la note est peu probable.

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 (haut) 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. 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 la tendance se maintient ou, dans certains cas, si les défis ne sont pas relevés.

Au cours des deux derniers exercices, Cenovus a effectué des paiements à S&P, à Moody's et à DBRS 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 et de Moody's.

## DIVIDENDES

La déclaration de dividendes est à l'entière appréciation du conseil de Cenovus et est évaluée chaque trimestre. Avec prise d'effet au premier trimestre de 2016, Cenovus a réduit le dividende trimestriel de 69 pour cent, lequel est passé de 0,16 \$ à 0,05 \$ par action ordinaire. Le conseil a approuvé un dividende pour le premier trimestre de 0,05 \$ par action, payable le 31 mars 2017 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 mars 2017. Les lecteurs devraient également se reporter aux facteurs de risque présentés à la rubrique « Facteurs de risque – Risques financiers – Capacité de verser des dividendes » 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
2016	0,2000	0,0500	0,0500	0,0500	0,0500
2015	0,8524	0,1600	0,1600	0,2662	0,2662
2014	1,0648	0,2662	0,2662	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 2016 :

	BT				NYSE			
	Fourchette des cours des actions			Volume d'actions	Fourchette des cours des actions			Volume d'actions
	Haut	Bas	Clôture		Haut	Bas	Clôture	
	(\$ par action)			(en milliers)	(\$ US par action)			(en milliers)
Janvier	18,15	15,71	17,26	108 176	12,82	10,76	12,29	58 904
Février	17,19	12,70	15,48	105 528	12,44	9,10	11,42	66 848
Mars	18,14	15,39	16,90	93 522	13,97	11,41	13,00	49 865
Avril	20,11	16,12	19,89	83 386	16,07	12,25	15,84	45 076
Mai	20,52	18,30	19,77	70 938	15,80	14,11	15,08	43 105
Juin	21,00	16,92	17,87	88 827	16,56	12,90	13,82	41 919
Juillet	18,93	17,23	18,69	67 412	14,52	13,11	14,30	41 757
Août	20,06	17,68	18,95	54 907	15,72	13,47	14,45	31 370
Septembre	19,84	17,15	18,83	76 582	15,35	12,93	14,37	40 938
Octobre	21,39	18,33	19,35	72 319	15,96	13,96	14,44	40 029
Novembre	21,26	17,96	20,77	69 538	15,82	13,36	15,46	33 592
Décembre	22,07	20,18	20,30	70 528	16,82	14,96	15,13	36 665

## FACTEURS DE RISQUE

---

Les activités de Cenovus sont soumises à un certain nombre de risques dont certains ont une incidence sur l'industrie pétrolière et gazière dans son ensemble, tandis que d'autres sont propres aux activités de la société. L'incidence d'un risque ou d'une combinaison de risques peut nuire, entre autres, à l'entreprise, à la réputation, à la situation financière, aux résultats d'exploitation et aux flux de trésorerie de la société, ce qui pourrait réduire ou restreindre la capacité de Cenovus à verser un dividende à ses actionnaires et nuire gravement au cours de ses titres.

L'approche de la société en matière de gestion des risques comprend le respect de la politique de gestion des risques d'entreprise approuvée par le conseil et le cadre et le programme de gestion des risques d'entreprise connexes, ainsi qu'une intégration dans le système de gestion des activités de Cenovus, ce qui comprend un examen annuel des risques principaux et nouveaux touchant Cenovus, une prise en compte de la gravité et de la probabilité de chaque risque principal et une évaluation afin d'établir si des mesures d'atténuation ou un traitement supplémentaire des risques sont requis. De plus, Cenovus évalue constamment son profil de risque ainsi que les pratiques exemplaires du secteur.

## RISQUES FINANCIERS

Les risques financiers comprennent notamment les fluctuations des prix des marchandises, les régimes de redevances et les lois fiscales, les marchés financiers volatils, les frais de développement et d'exploitation, la disponibilité des capitaux et l'accès à des liquidités suffisantes, les variations des taux de change et des taux d'intérêt, les risques associés aux opérations de couverture de Cenovus et les risques associés à la capacité de la société de verser un dividende aux actionnaires. Les variations de la conjoncture économique à l'échelle mondiale pourraient influencer sur un certain nombre de facteurs dont, notamment, les flux de trésorerie, la situation financière, les résultats d'exploitation et la croissance de Cenovus, le maintien de ses activités actuelles, la santé financière des contreparties de la société, l'accès aux capitaux et les frais d'emprunt.

### Prix des marchandises

Le rendement financier de la société dépend dans une large mesure des prix du pétrole brut, du gaz naturel et des produits raffinés en vigueur. Parmi les facteurs qui influent sur les prix du pétrole brut, on compte notamment l'offre et la demande de pétrole brut, la conjoncture économique, les mesures de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP »), notamment le respect ou le non-respect des quotas dont ont convenu les membres de l'OPEP et les décisions de l'OPEP de ne pas imposer de quota de production à ses membres, la réglementation gouvernementale, la stabilité politique, les contraintes liées à l'accès aux marchés et les interruptions de transport (par pipeline, par bateau ou par train), la disponibilité des sources de carburant de remplacement et les conditions climatiques. Les prix du gaz naturel sont touchés par un bon nombre de facteurs, dont, entre autres, l'offre et la demande en Amérique du Nord, les faits nouveaux sur le marché du gaz naturel liquéfié, les conditions climatiques ainsi que les prix des sources d'énergie de remplacement. Les prix des produits raffinés sont touchés par un certain nombre de facteurs, y compris l'offre et la demande mondiales de produits raffinés, la concurrence pratiquée sur le marché, les niveaux de stocks de produits raffinés, la disponibilité de raffineries, les travaux d'entretien prévus et imprévus des raffineries, et les conditions

climatiques. Tous ces facteurs sont indépendants de la volonté de Cenovus et peuvent entraîner une forte volatilité des prix. Les variations des taux de change accentuent cette volatilité lorsque les prix des marchandises, qui sont généralement fixés en dollars américains, sont déclarés en dollars canadiens.

Le rendement financier de Cenovus est aussi touché par les prix réduits offerts pour sa production pétrolière comparativement à certains prix de référence internationaux, ce qui est attribuable, en partie, aux contraintes liées à la capacité de transporter et de vendre des produits sur les marchés internationaux et à la qualité du pétrole produit. L'approvisionnement en diluants et les coûts y afférents, ainsi que les écarts de prix existant entre le bitume, le pétrole brut léger à moyen et le pétrole brut lourd sont particulièrement importants pour Cenovus. Le traitement du bitume étant plus dispendieux pour les raffineries, celui-ci se vend à un prix réduit par rapport aux prix du pétrole brut léger et moyen et du pétrole lourd pratiqués sur le marché.

Le rendement financier des activités de raffinage de Cenovus est touché par la relation, ou la marge, entre les prix des produits raffinés et les prix des charges d'alimentation des raffineries. La volatilité des marges est elle-même touchée par de nombreux facteurs, y compris les suivants : les fluctuations de l'offre et la demande visant les produits raffinés, la concurrence sur le marché, les coûts du pétrole brut et les conditions climatiques. Les marges obtenues sur les produits raffinés sont assujetties à divers facteurs saisonniers, comme l'évolution de la production pour répondre à la demande saisonnière. Les volumes de ventes, les prix, les niveaux de stocks et la valeur des stocks varieront en conséquence. Les marges futures obtenues sur les produits raffinés sont incertaines, et toute diminution de ces marges pourrait avoir une incidence défavorable sur l'entreprise de la société.

Les fluctuations des prix des marchandises, les écarts de prix connexes et les marges obtenues sur les produits raffinés peuvent influencer sur la valeur des actifs de Cenovus, la capacité de la société à continuer d'exploiter son entreprise et à financier les



projets de croissance, y compris la poursuite du développement de ses terrains de sables bitumeux. Des périodes prolongées de volatilité des prix des marchandises peuvent également influencer défavorablement sur la capacité de Cenovus à atteindre les objectifs fixés et à respecter l'ensemble de ses obligations financières lorsqu'elles deviennent exigibles. Toute baisse importante ou prolongée de ces prix des marchandises pourrait entraîner un retard ou l'annulation de programmes de construction, de développement ou de forage actuels ou futurs ou la réduction de la production ou encore la non-utilisation d'engagements de transport à long terme et/ou une utilisation réduite des raffineries de la société.

Cenovus évalue tous les ans la valeur comptable de ses actifs conformément aux Normes internationales d'information financière. Si les prix du pétrole brut et du gaz naturel diminuent de façon marquée et demeurent peu élevés pour une période prolongée, la valeur comptable des actifs de la société pourrait faire l'objet d'une dépréciation, ce qui pourrait avoir un effet défavorable sur le résultat net de la société.

#### **Frais de développement et charges d'exploitation**

Le rendement financier de Cenovus est touché de façon marquée par les frais de développement et les charges d'exploitation de ses actifs, frais qui sont touchés par un certain nombre de facteurs dont le développement, l'adoption et le succès des nouvelles technologies, les pressions inflationnistes sur les prix, les retards de programmation, l'incapacité à observer des normes de qualité de la construction et de la fabrication et les perturbations de la chaîne d'approvisionnement, y compris l'accès à une main-d'œuvre qualifiée. Les coûts de l'électricité, de l'eau, des diluants, des produits chimiques, des fournitures, de remise en état, d'abandon et de main-d'œuvre sont des exemples de charges d'exploitation qui sont susceptibles de connaître d'importantes fluctuations.

#### **Opérations de couverture**

La politique de réduction des risques associés aux marchés de Cenovus, qui a été approuvée par le conseil, permet à la direction d'avoir recours aux dérivés pour aider à atténuer l'incidence des fluctuations des prix du pétrole et du gaz naturel, des prix d'approvisionnement en condensats et en diluants, et des marges obtenues sur les produits raffinés. Cenovus utilise également les dérivés sur divers marchés opérationnels pour l'aider à optimiser ses frais d'approvisionnement ou de vente. La société peut aussi utiliser des dérivés pour l'aider à atténuer l'incidence éventuelle des fluctuations des taux d'intérêt et des taux de change.

Le recours à ces opérations de couverture expose la société à des risques qui peuvent provoquer d'importantes pertes. Ces risques comprennent les variations de l'évaluation de l'instrument de couverture qui n'ont pas une corrélation adéquate avec la variation de l'évaluation des risques sous-jacents qui sont couverts; une lacune des systèmes

ou des contrôles de la société; une erreur humaine; et l'inopposabilité des contrats de Cenovus.

De plus, il pourrait arriver que les conséquences d'une couverture visant la protection contre des conditions de marché défavorables limitent les avantages que Cenovus pourrait retirer des augmentations des prix des marchandises ou des variations des taux d'intérêt et des taux de change. La société peut également subir une perte financière aux termes des contrats de couverture si elle n'est pas en mesure de produire le pétrole, le gaz naturel ou les produits raffinés qui lui permettent de s'acquitter de ses obligations de livraison découlant des opérations physiques sous-jacentes.

#### **Exposition aux contreparties**

Dans le cours normal des activités, Cenovus noue des relations contractuelles avec des fournisseurs, des partenaires et d'autres contreparties du secteur de l'énergie et d'autres industries en vue de la fourniture et de la vente de produits et de services. Si ces contreparties ne remplissent pas leurs obligations contractuelles, la société pourrait subir des pertes financières, devoir retarder ses plans de développement ou devoir abandonner d'autres occasions pouvant avoir une incidence importante sur sa santé financière et ses résultats d'exploitation.

#### **Crédit, liquidité et possibilité d'obtenir un financement**

L'expansion future de l'entreprise de Cenovus peut être tributaire de sa capacité à obtenir des capitaux supplémentaires, y compris du financement par emprunt et par capitaux propres. Des marchés des capitaux imprévisibles, une baisse prolongée des prix du pétrole brut, des produits raffinés ou du gaz naturel ou encore des dépenses imprévues importantes liées au développement ou à l'entretien des terrains et des installations existants de Cenovus, ainsi que les répercussions de cette imprévisibilité sur le crédit peuvent freiner la capacité de la société à se procurer un financement rentable, et à le conserver, et limiter sa capacité à avoir accès en temps voulu aux marchés financiers selon des modalités acceptables. Une incapacité à avoir accès à des capitaux pourrait influencer sur la capacité de Cenovus à faire des dépenses d'investissement futures et à respecter l'ensemble de ses obligations financières lorsqu'elles deviennent exigibles. La capacité de la société à obtenir des capitaux supplémentaires dépend, entre autres, de l'intérêt pour des placements dans le secteur de l'énergie en général et de l'intérêt pour des placements dans ses titres en particulier.

Au 31 décembre 2016, l'encours de la dette de Cenovus était de 4,75 milliards de dollars américains et aucun remboursement de capital n'était exigible avant octobre 2019 (1,3 milliard de dollars américains). La société a une facilité de crédit consentie de 4,0 milliards de dollars, dont une tranche de 1,0 milliard de dollars vient à échéance le 30 avril 2019 et une tranche de 3,0 milliards de dollars vient à échéance le 30 novembre 2019. Au 31 décembre 2016, elle pouvait utiliser la totalité de

la facilité de crédit consentie pour combler ses besoins d'exploitation ou ses besoins en capitaux. À l'avenir, l'incapacité d'accéder aux marchés financiers, une baisse prolongée des prix du pétrole brut, des produits raffinés ou du gaz naturel ou encore des dépenses imprévues importantes liées au développement ou à l'entretien des terrains et des installations existants de Cenovus pourraient nuire à la situation de trésorerie de la société, à ses notations et à sa capacité d'avoir accès à des sources de capitaux supplémentaires. Cenovus est tenue de respecter divers engagements financiers et d'exploitation prévus dans ses facilités de crédit et les actes de fiducie régissant ses titres de créance. La société examine régulièrement les engagements et peut apporter des modifications à ses plans de développement et à sa politique en matière de dividendes ou peut prendre d'autres mesures pour en assurer le respect. Si Cenovus ne respecte pas ces engagements, son accès à des capitaux pourrait être restreint ou le remboursement des emprunts pourrait être accéléré.

### Notations

Les agences de notation évaluent régulièrement la société ainsi que sa dette à long terme et à court terme, et leurs notations sont fonction de la santé financière de la société et d'un nombre de facteurs qui sont en partie indépendants de la volonté de la société, comme les circonstances touchant le secteur du pétrole et du gaz en général et la conjoncture économique. Rien ne garantit qu'une ou que plusieurs notes de la société ne seront pas révisées à la baisse. Le déclassement d'une des notes actuelles de la société pourrait avoir des répercussions négatives sur les possibilités d'emprunt et leurs coûts ainsi que sur l'accès aux sources de liquidité et de capitaux.

Les contreparties et les fournisseurs s'intéressent souvent aux notations de la société au moment de conclure des ententes contractuelles ou de les reconduire. La société pourrait être obligée de fournir des garanties sous forme d'espèces, de lettres de crédit ou d'autres instruments financiers pour conclure une entente commerciale ou la reconduire si une ou plusieurs de ses notations passent en deçà de certains seuils de notation. Des garanties supplémentaires pourraient être requises dans l'éventualité où la notation se dégraderait davantage. À défaut de donner aux contreparties et aux fournisseurs des garanties suffisantes au regard des risques, la société pourrait devoir renoncer à des ententes contractuelles ou voir celles-ci résiliées.

### Taux de change

Les fluctuations du taux de change peuvent avoir une incidence sur les résultats de Cenovus, puisque les prix mondiaux du pétrole brut, du gaz naturel et des produits raffinés sont généralement fixés en dollars américains, alors qu'un bon nombre des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement de la société sont en dollars canadiens. Une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain diminuera les produits des activités ordinaires obtenus de la

vente du pétrole, du gaz naturel et des produits raffinés de la société. De même, une diminution de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain augmentera les produits des activités ordinaires obtenus de la vente du pétrole, du gaz naturel et des produits raffinés de la société. En outre, Cenovus a choisi de contracter une dette à long terme en dollars américains. Une fluctuation de la valeur du dollar canadien par rapport à la valeur du dollar américain entraînera une augmentation ou une diminution de la dette de Cenovus libellée en dollars américains et des frais d'intérêts connexes, tels qu'ils sont exprimés en dollars canadiens. Les fluctuations du taux de change pourraient avoir des conséquences défavorables importantes sur la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la société.

### Taux d'intérêt

La société peut être exposée aux fluctuations des taux d'intérêt en raison de son utilisation de titres à taux variables ou de ses emprunts. Une augmentation des taux d'intérêt pourrait faire augmenter les frais d'intérêt nets de Cenovus et influencer sur la façon dont certains passifs sont comptabilisés, ce qui risque de nuire à ses résultats financiers. De plus, la société est exposée aux fluctuations des taux d'intérêt au moment du refinancement des dettes à long terme arrivant à échéance et des taux d'intérêt en vigueur au moment de répondre aux besoins financiers futurs prévus.

### Capacité de verser des dividendes

Le versement de dividendes est à l'appréciation du conseil. Tous les dividendes seront examinés par le conseil et peuvent être augmentés, diminués ou suspendus à l'occasion. La capacité de Cenovus de verser des dividendes et le montant réel de ces dividendes dépendent, entre autres, du rendement financier de la société, de ses engagements et de ses obligations d'emprunt, de sa capacité à respecter l'ensemble de ses obligations financières lorsqu'elles deviennent exigibles, de ses besoins en fonds de roulement, de ses obligations fiscales futures, de ses besoins de capitaux ultérieurs, des prix des marchandises et des facteurs de risque présentés dans la présente notice annuelle.

### Contrôles et procédures de communication de l'information et contrôles internes à l'égard de l'information financière

Compte tenu des limites qui leur sont inhérentes, il se peut que les contrôles et procédures de communication de l'information et les contrôles internes à l'égard de l'information financière ne permettent pas de prévenir ou de déceler certaines inexactitudes, et même les contrôles jugés efficaces ne peuvent apporter qu'une assurance raisonnable quant à la préparation et à la présentation des états financiers. Ne pas prévenir, déceler ou corriger les inexactitudes de façon satisfaisante pourrait avoir des conséquences défavorables importantes sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la société.

## RISQUES D'EXPLOITATION

Les risques d'exploitation sont les risques qui ont une incidence sur la capacité de la société à poursuivre ses activités dans le cours normal. En règle générale, les activités de Cenovus sont assujetties aux risques généraux touchant le secteur pétrolier et gazier. Les risques d'exploitation de la société comprennent, entre autres, les facteurs liés à l'exploitation et à la sécurité, les contraintes liées à l'accès aux marchés et les interruptions en matière de transport (par pipeline, par bateau ou par train), l'exécution des projets d'agrandissement par phases, l'incertitude des estimations des réserves et des ressources, la performance des réservoirs et les défis techniques, les risques relatifs aux partenaires, la concurrence, les limites de la technologie, les réclamations de tiers, les revendications territoriales, le manque de leadership et de talents, et les systèmes d'information défectueux.

### Santé et sécurité

L'exploitation des terrains de Cenovus comporte des dangers liés à la découverte, à la récupération, au transport et au traitement d'hydrocarbures, y compris les éruptions, incendies, explosions, l'incident impliquant un wagon ou son déraillement, les fuites de gaz, la migration de substances nocives, les déversements de pétrole, la corrosion, les actes de vandalisme et de terrorisme, et les autres accidents ou dangers qui peuvent survenir sur les sites commerciaux ou industriels ou dans le cadre du transport à destination ou en provenance de ces sites. Chacun de ces dangers peut interrompre les activités, nuire à la réputation de la société, causer des blessures corporelles ou des décès, entraîner la perte ou l'endommagement du matériel, des biens, des systèmes de technologie d'information et des systèmes de données et de contrôle connexes et provoquer des atteintes à l'environnement, ce qui peut comprendre la pollution de l'eau, de la terre ou de l'air.

### Contraintes liées à l'accès aux marchés et interruptions de transport

La production de Cenovus est transportée par divers pipelines et ses raffineries dépendent de divers pipelines pour recevoir les charges d'alimentation. Les interruptions des services de transport par pipeline, par bateau ou par train, ou encore un accès restreint à ces services, pourraient avoir une incidence défavorable sur les ventes de pétrole brut et de gaz naturel, la croissance prévue de la production, les activités de raffinage et les flux de trésorerie de la société.

Les interruptions ou les limitations de la disponibilité de ces réseaux de pipelines peuvent limiter la capacité de la société à livrer les volumes de production convenus et pourraient avoir une incidence négative sur les prix des marchandises, les volumes de ventes ou les prix reçus pour les produits de Cenovus.

Ces interruptions ou limitations peuvent être causées par l'incapacité à exploiter le pipeline ou se rapporter à des restrictions dans la capacité, si

l'approvisionnement du réseau en charges d'alimentation est supérieur à la capacité de l'infrastructure. Rien ne garantit que les tiers fournisseurs de pipelines feront des investissements dans des nouveaux projets de pipelines, lesquels permettraient d'augmenter encore la capacité de transport de sorte qu'elle excède à long terme la croissance de la production, ni qu'une demande visant l'augmentation de la capacité recevra l'approbation des organismes de réglementation, ni qu'une telle approbation mènera à la construction du projet de pipeline. Il est également impossible de garantir qu'aucune contrainte opérationnelle à court terme touchant le réseau de pipelines, découlant de l'interruption des activités des pipelines et/ou de l'approvisionnement accru en pétrole brut ne surviendra.

Rien ne garantit que le transport ferroviaire du pétrole brut, le transport maritime et d'autres formes de transport de la production de la société suffiront à combler les écarts provoqués par les contraintes opérationnelles sur le réseau de pipelines. De plus, le transport ferroviaire du pétrole brut ou le transport maritime de Cenovus peuvent être touchés par des retards du service, une météo inclemente, un déraillement de wagons ou d'autres incidents de transport ferroviaire ou maritime qui pourraient avoir une incidence défavorable sur ses volumes de ventes de brut ou le prix reçu pour son produit ou compromettre la réputation de la société ou engager sa responsabilité civile ou causer des décès ou des blessures corporelles, la perte de matériel ou de biens ou des dommages à l'environnement. De plus, de nouveaux règlements qui entreront progressivement en vigueur jusqu'en 2025 exigeront que les wagons-citernes utilisés dans le transport de pétrole brut soient remplacés par de nouveaux wagons-citernes, plus sécuritaires, ou mis à niveau pour devenir conformes aux mêmes normes. Les coûts engagés pour assurer la conformité aux nouvelles normes ou à d'autres révisions des normes se répercuteront probablement sur les utilisateurs du transport ferroviaire et ils pourraient influencer sur la capacité de Cenovus à expédier du pétrole brut par wagons ou sur les facteurs économiques associés à ce type de transport. Finalement, les arrêts prévus ou imprévus dans les activités des clients des raffineries de la société peuvent limiter la capacité de Cenovus à livrer des produits, ce qui aurait des conséquences défavorables sur les ventes et les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation.

### Questions liées à l'exploitation

Les activités de la société reliées au pétrole brut et au gaz naturel sont exposées à tous les risques généralement liés i) au stockage, au transport, au traitement, au raffinage et à la commercialisation du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits connexes; ii) au forage et à la complétion de puits de pétrole brut et de gaz naturel; et iii) à l'exploitation et au développement de terrains de pétrole brut et de gaz naturel, y compris la rencontre de formations ou de pressions inattendues, les diminutions

prématurées de pression ou de productivité dans les réservoirs, les incendies, les explosions, les éruptions, les pannes de courant, la migration de substances nocives dans les systèmes de distribution d'eau, les déversements de pétrole, les flux incontrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de fluides de puits, l'omission de suivre les procédures d'exploitation ou de respecter les paramètres d'exploitation établis, le matériel défectueux et autres accidents, les mauvaises conditions climatiques, la pollution et autres risques liés à l'environnement.

La production et le raffinage de pétrole requièrent d'importants investissements et comportent certains risques et incertitudes. Les activités d'exploitation du pétrole de Cenovus peuvent subir des pertes de production, des ralentissements, des arrêts d'exploitation ou des restrictions quant à la capacité de la société de produire des produits à valeur plus élevée en raison de l'interdépendance de ses systèmes de composants. La délimitation des ressources, les coûts associés à la production, dont le forage de puits pour les activités de DGMV, et les coûts associés au raffinage du pétrole peuvent comporter d'importants déboursés de capitaux. Les charges d'exploitation liées à la production de pétrole sont en grande partie fixées à court terme et, par conséquent, les charges d'exploitation unitaires dépendent en grande partie des niveaux de production.

L'entreprise de raffinage et de commercialisation de Cenovus est exposée à tous les risques inhérents à l'exploitation de raffineries, de terminaux, de pipelines et d'autres installations de transport et de distribution, y compris les pertes de produits, l'omission de suivre les procédures d'exploitation ou de respecter les paramètres d'exploitation établis, les ralentissements causés par le matériel défectueux ou l'arrêt des services de transport, les interruptions, les incidents impliquant des wagons ou leur déraillement, les incidents de transport maritime, les conditions climatiques, les incendies ou les explosions, le manque de disponibilité de charges d'alimentation et le prix et la qualité de ces charges.

La société ne prend pas d'assurance contre toutes les éventualités et interruptions éventuelles, et rien ne garantit que son assurance sera suffisante pour couvrir de telles éventualités ou perturbations. Les activités de Cenovus pourraient également être interrompues en raison de catastrophes naturelles ou d'autres événements indépendants de sa volonté.

#### **Incertitude des estimations des réserves et des produits des activités ordinaires nets futurs**

Les estimations des réserves présentées dans la présente notice annuelle ne constituent que des estimations. De nombreuses incertitudes entrent en jeu au moment d'évaluer les quantités des réserves, notamment de nombreux facteurs indépendants de la volonté de la société. En général, les estimations des réserves de pétrole brut et de gaz naturel exploitables de façon rentable et les flux de trésorerie nets futurs et les produits des activités ordinaires qui en sont tirés sont calculés au moyen

d'hypothèses et de facteurs variables, notamment les prix des produits, les coûts d'immobilisations et les charges d'exploitation futures, la production passée des terrains et les effets présumés de la réglementation par les organismes gouvernementaux, y compris les versements de redevances et d'impôts, les niveaux de production initiaux, les taux de baisse de la production et la disponibilité, la proximité et la capacité des réseaux de collecte de pétrole et de gaz, des pipelines, du transport ferroviaire et des installations de traitement, tous des facteurs qui peuvent varier considérablement par rapport aux résultats réels.

Toutes ces estimations comportent un certain degré d'incertitude, et la classification des réserves n'est qu'une tentative pour définir ce degré d'incertitude. Pour ces raisons, les estimations des réserves de pétrole brut et de gaz naturel récupérables de façon rentable attribuables à un groupe de terrains donné, la classification de ces réserves en fonction du risque de récupération et les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs provenant de ces terrains établies par divers ingénieurs, ou par les mêmes ingénieurs à différents moments, peuvent varier considérablement. La production, les produits des activités ordinaires, les taxes et impôts ainsi que les dépenses d'exploitation et de développement réels de Cenovus à l'égard de ses réserves peuvent fluctuer par rapport aux estimations courantes, et les écarts peuvent être importants.

Les estimations à l'égard des réserves pouvant être développées et produites dans le futur sont souvent établies en fonction de calculs de mesure du volume et par analogie avec d'autres types de réserves similaires, plutôt qu'en fonction des antécédents de production réelle. L'évaluation subséquente des mêmes réserves en fonction des antécédents de production donnera lieu à des écarts, qui pourraient être importants, par rapport aux réserves estimatives.

Le taux de production des terrains pétroliers et gaziers tend à diminuer à mesure que les réserves s'épuisent alors que les coûts d'exploitation connexes augmentent. Le maintien d'un inventaire de projets aménageables pour assurer la production future de pétrole brut et de gaz naturel dépend notamment de l'obtention de droits relatifs à l'exploration, au développement et à la production de pétrole et de gaz naturel et la reconduction de ces droits, du caractère fructueux des forages, de la réalisation des projets exigeant beaucoup de temps et d'investissements en respectant le budget et l'échéancier, et de la mise en œuvre de techniques d'exploitation efficaces sur les terrains parvenus à maturité. L'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Cenovus sont ainsi fortement tributaires de sa capacité de tirer parti de ses stocks de ressources actuels et de l'ajout de nouvelles réserves.

#### **Exécution des projets**

Certains risques sont associés à la réalisation et à l'exploitation des projets de développement et de croissance des activités en amont de la société. Ces

risques comprennent notamment la capacité de Cenovus à obtenir les approbations environnementales et réglementaires nécessaires, les risques relatifs aux échéanciers, aux ressources et aux coûts, y compris la disponibilité et le coût des matériaux, de l'équipement et de main-d'œuvre qualifiée, l'incidence de la conjoncture générale et de la situation générale de l'entreprise et des marchés, l'incidence des conditions climatiques, les risques liés à l'exactitude des estimations de coûts des projets, la capacité de la société à financer sa croissance, la capacité à repérer et à réaliser des opérations stratégiques et l'incidence de l'évolution de la réglementation des États et des attentes du public relativement à l'effet du développement des sables bitumineux et des hydrocarbures classiques sur l'environnement. La mise en service et l'intégration de nouvelles installations dans la base d'actifs existante de la société pourraient retarder l'atteinte des cibles et des objectifs. Ne pas gérer ces risques pourrait entraîner un effet défavorable important sur la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Cenovus.

### Risques relatifs aux partenaires

Certains des actifs de la société ne sont pas exploités par Cenovus ou sont détenus en partenariat avec d'autres personnes. Par conséquent, les résultats d'exploitation de la société pourraient subir l'incidence des mesures d'exploitants tiers ou de partenaires.

Les participations dans certains des actifs en amont de la société sont détenues conjointement avec ConocoPhillips, société ouverte américaine non apparentée, et sont exploitées par Cenovus. Les actifs de raffinage de la société sont détenus conjointement avec Phillips 66, société ouverte américaine non apparentée, et sont exploités par Phillips 66. La réussite des activités de raffinage de la société est tributaire de la capacité de Phillips 66 d'exploiter cette entreprise avec succès et de maintenir les actifs de raffinage. La société se fie au jugement de Phillips 66 et à son expertise en matière d'exploitation en ce qui a trait à l'exploitation de ces actifs de raffinage, et la société se fie aussi à elle pour obtenir des renseignements sur l'état de ces actifs de raffinage et sur les résultats d'exploitation connexes.

ConocoPhillips ou Phillips 66, en tant que tiers non apparentés, peuvent avoir des objectifs et des intérêts qui ne correspondent pas à ceux de la société ou qui peuvent être en conflit avec ceux de la société. Les décisions importantes en matière de capital touchant ces actifs en amont et ces actifs de raffinage doivent être prises d'un commun accord par la société et le partenaire respectif, mais certaines décisions relatives à l'exploitation peuvent être prises par l'exploitant des actifs concernés. Bien que Cenovus et ses partenaires cherchent généralement à atteindre un consensus en ce qui concerne les décisions importantes relatives à la direction et à l'exploitation de ces actifs en amont et de ces actifs de raffinage, rien ne garantit que les demandes ou attentes futures de l'une ou l'autre des parties relativement à ces actifs seront comblées ou

comblées en temps opportun. Les demandes ou les attentes non comblées de l'une ou l'autre des parties ou les demandes et attentes qui ne sont pas comblées de manière satisfaisante peuvent avoir une incidence sur la participation de Cenovus à l'exploitation de ces actifs, sur la capacité de la société à obtenir ou à conserver les permis ou les approbations nécessaires ou sur le moment auquel elle entreprend diverses activités.

### Concurrence

Une forte concurrence existe dans tous les aspects du secteur pétrolier canadien et international, y compris l'exploration et le développement de sources d'approvisionnement nouvelles et existantes, l'acquisition de participations dans des terrains de pétrole brut et de gaz naturel et le raffinage, la distribution et la commercialisation des produits pétroliers. Cenovus fait concurrence à d'autres producteurs et raffineurs, dont certains peuvent avoir des charges d'exploitation inférieures aux siennes ou disposer de davantage de ressources qu'elle. Les producteurs concurrents peuvent mettre au point et en application des techniques de récupération et des technologies qui sont meilleures que celles que Cenovus utilise. Le secteur pétrolier fait également concurrence à d'autres secteurs en ce qui a trait à l'approvisionnement des consommateurs en énergie, en essence et en produits connexes.

Les entreprises peuvent annoncer qu'elles prévoient entreprendre des activités reliées aux sables bitumineux, soit en commençant la production, soit en augmentant l'ampleur de leurs activités existantes. L'expansion des activités d'exploitation existantes et le développement de nouveaux projets pourraient augmenter considérablement l'offre de pétrole brut sur le marché, ce qui pourrait faire diminuer le prix du pétrole brut pratiqué sur le marché, rendre difficile le transport, et réduire la disponibilité de la main-d'œuvre qualifiée et des matériaux tout en augmentant les coûts de ces intrants pour la société.

### Technologie

Les technologies actuelles de DGMV pour la récupération de bitume consomment beaucoup d'énergie et forcent à l'utilisation d'importantes quantités de gaz naturel pour produire la vapeur qui est utilisée dans le procédé de récupération. La quantité de vapeur requise par le procédé de la production varie et, par conséquent, a une incidence sur les coûts. Le rendement du réservoir peut également avoir une incidence sur le calendrier et les niveaux de production si on fait appel à cette technologie. Une forte augmentation des coûts de récupération pourrait faire en sorte que certains projets qui comptent sur la technologie du DGMV ne soient plus rentables, et ainsi avoir une incidence défavorable sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Cenovus. Les projets de croissance et autres projets d'investissement qui dépendent en grande partie ou partiellement de nouvelles technologies et l'intégration de ces technologies à des activités nouvelles ou existantes comportent des risques. Le

succès des projets qui intègrent de nouvelles technologies n'est pas assuré.

### Litiges

À l'occasion, la société pourrait faire l'objet de litiges découlant de ses activités. Les réclamations dans le cadre de tels litiges pourraient être importantes ou indéterminées. Différents types de réclamations pourraient être présentées, portant notamment sur les dommages environnementaux, la violation de contrat, la négligence, la responsabilité du fait des produits, les règles antitrust, la corruption, les impôts, la contrefaçon de brevet et les questions liées à l'emploi. Le dénouement de tels litiges est incertain et pourrait avoir une incidence importante sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de Cenovus. De plus, l'issue défavorable d'un ou plusieurs litiges ou leur règlement pourraient favoriser l'apparition de nouveaux litiges. Cenovus pourrait également avoir mauvaise presse du fait de ces questions, que Cenovus soit déclarée responsable ou non au final. La société pourrait être tenue d'engager des frais considérables pour se défendre contre tels litiges ou d'y consacrer d'importantes ressources.

### Revendications territoriales

Dans l'Ouest canadien, des groupes autochtones ont, dans le passé, revendiqué des droits ancestraux et des droits issus de traités contre les gouvernements du Canada et de l'Alberta, et des organismes gouvernementaux, ce qui peut influencer sur l'entreprise de Cenovus. Plus particulièrement, des groupes autochtones ont revendiqué des droits et des titres ancestraux à l'égard d'une importante partie de l'Ouest canadien. En 2014, la Cour suprême du Canada a accordé des titres ancestraux sur des terrains qui ne sont pas visés par des traités, ce qui constitue une première. Certaines revendications de droits ancestraux et de droits issus de traités, qui peuvent comprendre des revendications de titres ancestraux, sont en suspens et visent des terres où Cenovus exerce des activités. De telles revendications pourraient avoir un effet défavorable sur les activités exercées dans des zones touchées. Il est impossible de garantir que les terrains qui ne sont pas visés à l'heure actuelle par des revendications présentées par des groupes autochtones ne le seront pas à leur tour. La jurisprudence récente en matière de droits ancestraux pourrait donner lieu à un nombre plus élevé de réclamations et de litiges à l'avenir.

En mai 2016, le Canada a annoncé son appui à la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones (la « DNUDPA »). Le gouvernement de l'Alberta a également adhéré aux principes et aux objectifs de la DNUDPA. Les moyens de mise en œuvre de la DNUDPA par les organismes gouvernementaux sont incertains et pourraient comporter un accroissement des obligations et processus de consultation liés au développement de projets, ce qui pose des risques et entraîne de l'incertitude à l'égard des échéanciers et des exigences à respecter pour obtenir les approbations réglementaires des projets.

### Leadership et talent

Le succès de l'exécution de la stratégie d'entreprise de Cenovus est tributaire de la capacité de sa direction à attirer, perfectionner et conserver les compétences requises pour appuyer les activités actuelles et futures de la société. L'incapacité à recruter et à conserver les talents essentiels possédant les compétences professionnelles, techniques et de leadership nécessaires pourrait avoir un effet défavorable important sur les résultats d'exploitation, le rythme de croissance et la situation financière de Cenovus.

### Systèmes d'information

Cenovus s'appuie largement sur les technologies de l'information, comme le matériel informatique et les logiciels, pour exercer ses activités adéquatement. Si la société est incapable de déployer du matériel et des logiciels de façon régulière, de mettre à niveau les systèmes et moderniser l'infrastructure de réseau de manière efficace, et de prendre d'autres mesures pour maintenir ou accroître l'efficacité et l'efficacités des systèmes, le fonctionnement de tels systèmes pourrait être interrompu ou entraîner la perte, la corruption ou la fuite de données. De plus, les systèmes d'information pourraient être endommagés ou leur fonctionnement interrompu en raison de catastrophes naturelles, de cas de force majeure, de défaillances des télécommunications, de pannes de courant, d'actes de guerre ou de terrorisme, de virus informatiques, de programmes malveillants, d'atteintes à la sécurité matérielle ou électronique, d'erreurs ou abus intentionnels ou accidentels commis par des utilisateurs, ou d'autres événements ou perturbations semblables. L'un ou l'autre de ces facteurs ou d'autres événements pourraient occasionner des interruptions, des retards, la perte de données sensibles ou critiques ou d'autres éléments similaires, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur la protection de la propriété intellectuelle et les renseignements confidentiels et exclusifs, ainsi que sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Cenovus.

Dans le cours normal de ses activités, Cenovus recueille, utilise et stocke des données sensibles, notamment en ce qui concerne la propriété intellectuelle, les renseignements commerciaux de nature exclusive et les renseignements personnels des employés de Cenovus et de tiers. Malgré les mesures de sécurité de Cenovus, les systèmes d'information, la technologie et l'infrastructure de Cenovus pourraient être vulnérables aux attaques de pirates ou de cyberterroristes ou aux violations découlant des erreurs d'employés, de la commission d'actes illicites ou d'autres perturbations. L'une ou l'autre de ces violations pourraient mettre en péril les renseignements utilisés ou stockés sur les systèmes ou les réseaux de Cenovus et, par conséquent, les renseignements pourraient être consultés, communiqués au public, perdus ou volés. De telles consultations, communications ou autres pertes de renseignements pourraient mener à des réclamations ou actions en justice, une responsabilité en vertu des lois en matière de protection des

renseignements personnels, des pénalités prévues dans la réglementation ou d'autres conséquences négatives, dont la perturbation des activités de Cenovus ou une atteinte à sa réputation, ce qui

pourrait entraîner un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Cenovus.

## RISQUES ASSOCIÉS À L'ENVIRONNEMENT ET À LA RÉGLEMENTATION

Le secteur de Cenovus et ses activités sont assujettis à la réglementation et à l'intervention des gouvernements en vertu des lois fédérales, provinciales, territoriales, étatiques et municipales, au Canada et aux États-Unis, relativement à des questions portant, entre autres, sur le régime foncier, les permis accordés aux projets de production, les redevances, les taxes et impôts (dont l'impôt sur le résultat), les droits à verser aux gouvernements, les taux de production, les contrôles de protection de l'environnement, la protection de certaines espèces ou de certains terrains, les affectations du sol provinciales et fédérales, la réduction des émissions de GES et d'autres émissions, l'exportation du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits, le transport ferroviaire de pétrole brut ou le transport maritime, l'attribution ou l'acquisition de participations d'exploration et de production, de participations visant des sables bitumineux ou d'autres participations, l'imposition d'obligations particulières en matière de forage, le contrôle sur le développement et l'abandon et la remise en état de champs (y compris les restrictions relatives à la production) et/ou d'installations et l'expropriation ou l'annulation possible des droits contractuels. Les modifications de la réglementation gouvernementale pourraient avoir une incidence sur les projets en cours et prévus de Cenovus ou faire augmenter les dépenses d'investissement ou charges d'exploitation, ce qui aurait un effet négatif sur la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la société.

### Approbatons des organismes de réglementation

Les activités de Cenovus l'obligent à obtenir certaines approbations auprès de divers organismes de réglementation, et rien ne garantit qu'elle sera en mesure d'obtenir l'ensemble des licences, des permis et autres approbations qui peuvent être nécessaires pour mener certaines activités d'exploration et de développement sur ses terrains. En outre, l'obtention de certaines approbations auprès d'organismes de réglementation peut comporter, entre autres, la consultation des parties intéressées et des Autochtones, des études d'impact sur l'environnement et des audiences publiques. Les approbations des organismes de réglementation obtenues peuvent également être assujetties au respect de certaines conditions, notamment des obligations de dépôt d'une sûreté, la supervision réglementaire continue de projets, l'atténuation ou l'élimination des incidences du projet, l'évaluation des habitats et d'autres engagements ou obligations. L'incapacité d'obtenir les approbations pertinentes des organismes de réglementation ou le défaut de respecter les conditions qui y sont assorties en temps opportun selon des modalités satisfaisantes

pourrait entraîner des retards, l'abandon ou la restructuration de projets et une augmentation des coûts.

### Risque lié aux coûts d'abandon et de remise en état

Le régime actuel de responsabilité pour l'abandon, la remise en état et l'assainissement (« ARA ») des actifs pétroliers et gaziers de l'Alberta, en règle générale, limite la responsabilité de chaque partie à la quote-part lui revenant dans un actif. Dans le cas où l'un des propriétaires conjoints devient insolvable et n'est plus en mesure de financer les activités d'ARA, les contreparties solvables peuvent réclamer auprès de l'Orphan Well Association (l'« OWA ») la quote-part des coûts d'assainissement de la partie insolvable. L'OWA, qui administre les actifs orphelins, est financée à même les droits imposés aux titulaires de permis, dont Cenovus, en fonction de leur quote-part dans les obligations réputées d'ARA du secteur pétrolier et gazier relativement aux installations, aux puits et aux sites non remis en état en Alberta. Un régime similaire existe en Saskatchewan.

En mai 2016, la Cour du banc de la Reine de l'Alberta a rendu une décision dans l'affaire *Redwater Energy Corporation, (Re)* (« *Redwater* »), selon laquelle les syndicats et les séquestres des parties insolubles peuvent renoncer à des actifs pétroliers et gaziers non rentables en faveur de l'AER avant d'entreprendre le processus de vente des actifs de la partie insolvable. Aux termes de la décision, ces puits et installations deviennent des « orphelins » que l'OWA doit assainir. Avant la décision *Redwater*, le processus de vente des actifs de la partie insolvable incluait normalement les actifs rentables et ceux qui ne l'étaient pas; les actifs résiduels étaient classés dans les actifs orphelins par l'AER et faisaient l'objet d'une renonciation en faveur de l'OWA dans les seuls cas où le processus de vente ne permettait pas de vendre tous les actifs. *Redwater* fait présentement l'objet d'un appel interjeté par l'AER et l'OWA.

En juin 2016, en réponse à la décision *Redwater*, l'AER a publié le bulletin 2016-16, lequel met notamment en place des changements importants aux procédures de l'AER portant sur les notations de gestion du passif, l'admissibilité aux permis et leur transfert. Les gouvernements de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan ont annoncé des politiques similaires au sein de leur province. Ces changements pourraient avoir une incidence sur la capacité de Cenovus à transférer ses licences, ses approbations ou ses permis, et entraîner un accroissement des coûts et des retards ou mener à la modification de projets ou de transactions ou à leur abandon.

En raison de *Redwater* et dans le contexte économique actuel, le nombre de puits orphelins en Alberta a considérablement augmenté et, en conséquence, la valeur globale des obligations d'ARA assumées par l'OWA a augmenté et pourrait continuer de le faire. L'OWA pourrait financer la prise en charge de ces obligations en obtenant des fonds des participants du secteur, dont Cenovus, par le truchement d'une augmentation de leur contribution annuelle, d'autres changements réglementaires ou d'autres moyens. L'incidence pour Cenovus de toute décision concernant la loi, la réglementation ou les politiques découlant de la décision *Redwater* et de l'appel en instance ne peut être établie de manière fiable et précise, mais le recouvrement des coûts ou d'autres mesures prises par les organismes de réglementation concernés pourraient avoir des répercussions sur Cenovus et influencer de manière défavorable et importante sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Cenovus, entre autres.

### Régimes de redevances

Les flux de trésorerie de la société peuvent être directement touchés par des modifications des régimes de redevances. Les gouvernements de l'Alberta et de la Saskatchewan reçoivent des redevances relativement à la production d'hydrocarbures sur des terrains à l'égard desquels ils détiennent respectivement les droits miniers. La réglementation gouvernementale visant les redevances de la Couronne peut être modifiée pour de nombreuses raisons, notamment politiques. Les redevances sont habituellement calculées en tenant compte de facteurs tels les prix de référence, la productivité par puits, l'emplacement, la date de la découverte, la méthode de récupération, la profondeur des puits, et la nature et la qualité du produit pétrolier qui est produit. Un impôt minier est également prélevé dans chaque province sur la production d'hydrocarbures provenant de terrains à l'égard desquels la Couronne ne détient pas les droits miniers. L'éventualité de modifications des régimes de redevances et d'impôts miniers applicables dans les provinces où Cenovus exerce ses activités crée de l'incertitude relativement à la capacité d'estimer avec précision quelles seront les charges à payer à la Couronne.

### Examen des redevances en Alberta

Le 1<sup>er</sup> janvier 2017, le gouvernement de l'Alberta a mis en place un cadre modernisé sur les redevances (le « cadre modernisé ») fondé sur les recommandations du comité consultatif sur l'examen des redevances. Le cadre modernisé s'applique à tous les puits classiques dont le forage aura démarré à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017. Le cadre modernisé ne vise pas la production des sables bitumineux, assujettie à son propre cadre de redevances. Les puits dont le forage a démarré avant le 13 juillet 2016 continueront d'être exploités aux termes du cadre sur les redevances précédent (l'« ancien cadre »). Dans le cas des puits dont le forage a démarré entre ces dates, il sera possible d'adhérer au cadre modernisé si certains critères sont remplis.

Après le 31 décembre 2026, tous les puits seront assujettis au cadre modernisé.

Aux termes du cadre modernisé, les redevances sont fixées en établissant les « revenus moins les coûts », où la composante coûts est calculée selon une formule d'allocation des coûts de forage et de complétion pour chaque puits, qui dépend de la profondeur verticale et la longueur horizontale d'un puits et de l'agent de soutènement. La formule est fondée sur les coûts de forage et de complétion moyens du secteur, déterminés annuellement par le ministère de l'Énergie de l'Alberta. La composante coûts vise à favoriser l'adoption de technologies innovantes afin de réduire les coûts, en permettant aux puits dont les coûts sont inférieurs à la moyenne de conserver un taux de redevance plus faible même après avoir récupéré les coûts réels. Les producteurs versent une redevance fixe de cinq pour cent sur les produits des activités ordinaires bruts de chaque puits assujetti au cadre modernisé jusqu'à ce que le puits atteigne le seuil de récupération des coûts. Un puits atteint le seuil de récupération des coûts au moment où les produits des activités ordinaires cumulés du puits équivalent à l'allocation des coûts de forage et de complétion du puits fixée par le ministère de l'Énergie de l'Alberta. Après l'atteinte du seuil de récupération, des redevances plus élevées, fixées en fonction du prix courant des différents hydrocarbures, doivent être versées par les producteurs sur les produits des activités ordinaires. Comme pour l'ancien cadre, le taux de redevance applicable après l'atteinte du seuil de récupération des coûts varie en fonction des prix des marchandises. Lorsque la production d'un puits rendu à maturité passe en deçà d'un seuil où le taux de production est trop faible pour assurer le versement de toutes les redevances, le taux de redevance est ajusté à la baisse à mesure que la production du puits rendu à maturité diminue, jusqu'à un taux minimal de cinq pour cent. La formule d'allocation des coûts de forage et de complétion, les taux de redevance applicables après l'atteinte du seuil de récupération des coûts et les seuils de production relatifs aux puits rendu à maturité sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2017.

Le gouvernement de l'Alberta a annoncé la mise en place de deux nouveaux programmes stratégiques sur les redevances faisant partie intégrante du cadre modernisé et visant à inciter les producteurs pétroliers et gaziers à augmenter leur production et procéder à l'exploration de ressources dans de nouvelles régions : le programme de récupération assistée des hydrocarbures (*Enhanced Hydrocarbon Recovery Program*) et le programme sur les ressources émergentes (*Emerging Resources Program*). Ces programmes tiendront compte des coûts accrus liés à la mise en valeur des ressources émergentes et à l'élaboration de méthodes de récupération assistée dans le cadre du calcul des taux de redevance.

Les taux et la structure des redevances visant la production des sables bitumineux en Alberta demeurent globalement inchangés à la suite de l'examen des redevances. Le gouvernement de



l'Alberta a indiqué prévoir moderniser le processus de calcul des coûts et de perception des redevances visant les sables bitumineux, et améliorer la communication des renseignements sur les coûts, les produits des activités ordinaires et la perception ayant trait aux projets de sables bitumineux et aux redevances y afférentes.

D'autres changements apportés aux régimes de redevances en Alberta, des changements apportés au régime de redevances existant en Saskatchewan, des changements à la façon dont sont interprétés et appliqués les régimes de redevances actuels par les gouvernements concernés, ou un accroissement des obligations d'information de la société pourraient avoir une incidence importante sur la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la société. Une augmentation des taux de redevance en Alberta ou en Saskatchewan réduirait les bénéfices de la société et pourrait rendre non rentables, dans la province en cause, les dépenses d'investissement futures ou les activités actuelles. Une augmentation importante des redevances ou des impôts miniers pourrait réduire la valeur des actifs connexes de la société.

### Lois fiscales

Les lois de l'impôt sur le résultat, d'autres lois ou les programmes incitatifs gouvernementaux pourraient être modifiés ultérieurement ou interprétés d'une manière défavorable pour Cenovus et ses actionnaires. Les autorités fiscales ayant compétence sur Cenovus peuvent ne pas être en accord avec la façon dont la société calcule son passif fiscal de sorte que la charge d'impôt sur le résultat pourrait ne pas être suffisante, ou ces autorités pourraient changer leurs pratiques administratives au détriment de Cenovus ou au détriment de ses actionnaires. En outre, toutes les déclarations de revenus de la société sont assujetties à un audit de la part des autorités fiscales, lesquelles autorités peuvent ne pas être d'accord avec les renseignements qui s'y trouvent, ce qui pourrait avoir des conséquences défavorables pour Cenovus et ses actionnaires.

### Risque fiscal aux États-Unis

En novembre 2016, un nouveau président républicain a été élu aux États-Unis. Les républicains contrôlent à la fois la Chambre des représentants et le Sénat. La nouvelle administration envisagerait une vaste réforme fiscale aux États-Unis, laquelle pourrait avoir une incidence importante sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de Cenovus, mais cette incidence n'est pas quantifiable à l'heure actuelle.

### Réglementation en matière d'environnement

Tous les aspects des activités liées au pétrole brut, au gaz naturel et au raffinage sont assujettis à la réglementation en matière d'environnement adoptée en application de diverses lois et de divers règlements municipaux, d'État, territoriaux, provinciaux et fédéraux canadiens et américains (collectivement, la « réglementation en matière d'environnement »). La réglementation en matière d'environnement prévoit que les puits, sites

d'installations, raffineries et autres biens et activités liés à l'entreprise de la société sont construits, exploités, exercés, entretenus, abandonnés, remis en état et entrepris conformément aux exigences qui y sont énoncées. De plus, certains types d'activités, notamment les projets d'exploration et de développement et les modifications de certains projets existants, peuvent exiger que des demandes de permis ou des études d'impact sur l'environnement soient présentées et approuvées. La réglementation en matière d'environnement impose, entre autres, des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la production, à la manutention, à l'utilisation, au stockage, au transport, au traitement et à l'élimination de substances et de déchets dangereux et relativement aux déversements, aux rejets et aux émissions de diverses substances dans l'environnement. Elle impose également des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la gestion de sources d'eau qui sont utilisées ou dont l'utilisation est envisagée dans le cadre d'activités pétrolières et gazières. Les modifications de la réglementation environnementale sont tellement complexes qu'il est difficile de prévoir les répercussions qu'elles pourraient avoir sur Cenovus.

Le respect de la réglementation en matière d'environnement peut se traduire par des dépenses importantes, notamment des coûts et des dommages découlant de rejets ou de terrains contaminés ou de déversements, ou de nouvelles obligations en matière de conformité. Nous prévoyons que les dépenses d'investissement et les charges d'exploitation futures continueront d'augmenter en raison de la mise en œuvre de la nouvelle réglementation en matière d'environnement. Le défaut de respecter la réglementation en matière d'environnement peut entraîner l'imposition d'amendes et de pénalités, ainsi que l'imposition d'ordonnances de protection de l'environnement. Le coût du respect de la réglementation en matière d'environnement pourrait avoir un effet défavorable important sur la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Cenovus. L'entrée en vigueur de nouveaux règlements en matière d'environnement ou la modification de tels règlements existants touchant le secteur du pétrole brut et du gaz naturel pourraient généralement réduire la demande en pétrole brut et en gaz naturel et augmenter les coûts liés à la conformité, et avoir une incidence défavorable sur les activités de la société.

Le défaut de respecter la réglementation en matière d'environnement pourrait nuire à la réputation de Cenovus. Il est également possible que des tiers intentent des poursuites contre Cenovus en lien avec la réglementation en matière de changements climatiques ou autre réglementation en matière d'environnement.

### Réglementation en matière de changements climatiques

Divers gouvernements fédéraux, provinciaux et d'États ont annoncé leur intention de réglementer les émissions de GES et d'autres polluants de l'air.

Certains de ces règlements sont en vigueur alors que certains autres en sont à diverses étapes d'examen, de discussion ou de mise en application aux États-Unis et au Canada. Il existe des incertitudes quant au calendrier d'entrée en vigueur de ces règlements et à leur incidence. De plus, le manque de certitude en ce qui concerne l'harmonisation de toute législation fédérale future avec la réglementation provinciale ou étatique fait en sorte qu'il est difficile de calculer avec précision les coûts estimatifs associés à la conformité avec la législation en matière de changements climatiques, y compris les effets de la conformité avec ces initiatives pour les fournisseurs de services et autres fournisseurs de la société.

### Plan de leadership sur le climat de l'Alberta

Le plan de leadership sur le climat de l'Alberta (*Climate Leadership Plan*) a institué un nouveau régime de tarification concernant les GES. La *Climate Leadership Act* (la « Loi CL ») a reçu la sanction royale le 13 juin 2016 et est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2017. Le *Climate Leadership Regulation* (le « Règlement CL »), décrivant plus en détail le régime de taxe sur le carbone établi dans la Loi CL, a été publié le 3 novembre 2016 et est également entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2017. La Loi CL instaure en Alberta un régime de tarification du carbone prenant la forme d'une taxe sur le carbone levée sur différents types de carburant, laquelle est fixée à 20 \$ par tonne d'émissions de GES à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017, passant à 30 \$ la tonne en 2018. Les recettes générées par la taxe sur le carbone serviront à financer les initiatives relatives à la réduction des émissions de GES, à renforcer la capacité de l'Alberta à s'adapter aux changements climatiques et à consentir des remboursements ou des rajustements en regard de la taxe sur le carbone aux contribuables, aux entreprises et aux collectivités, ainsi qu'à instaurer un programme de remboursements pour les ménages.

La Loi CL et le Règlement CL établissent des exigences en matière d'inscription, de paiement, de versement, de production de rapports et d'administration pour les personnes concernées de la chaîne d'approvisionnement en carburant. Le montant de la taxe sur le carbone prélevé dépend du type et de la quantité de carburant acheté ou produit, et de la manière dont ce carburant est utilisé par l'acheteur. En vertu de la Loi CL et du Règlement CL, les installations assujetties au règlement sur les émetteurs de gaz spécifiques (*Specified Gas Emitters Regulation*) de l'Alberta (le « REGS ») (lesquelles comprennent les ressources en sables bitumineux exploitées de Cenovus) sont exemptées de la taxe sur le carbone. Les activités essentielles aux processus de production pétrolière et gazière sont exemptées jusqu'en 2023. À l'heure actuelle, la notion d'activité « essentielle » à la production pétrolière et gazière classique est encore en train d'être précisée avec le gouvernement de l'Alberta. Il y a lieu de s'attendre à ce que la taxe sur le carbone n'ait qu'une incidence directe minimale sur les activités de la société jusqu'en 2023. On

ignore ce qu'il adviendra en 2023, au moment où les exemptions actuelles devraient prendre fin.

La société est assujettie au REGS, en vertu duquel les propriétaires d'installations qui émettent au moins 100 000 tonnes de GES par année doivent réduire l'intensité des émissions de ces installations de 20 pour cent par rapport à une moyenne de référence des émissions historiques des installations en question. Les propriétaires peuvent satisfaire à ces exigences de réduction de l'une des quatre façons suivantes : 1) en réduisant physiquement l'intensité des émissions de leurs installations; 2) en utilisant ou en faisant l'acquisition de crédits albertains pour compenser leurs émissions; 3) en utilisant ou en faisant l'acquisition de crédits de performance en matière d'émissions, générés par les installations dont les émissions sont inférieures aux exigences du REGS; ou 4) en faisant l'acquisition de crédits compensatoires pour le financement de technologies auprès d'Emissions Reduction Alberta à raison de 30 \$ la tonne. Les propriétaires d'installations doivent soumettre leurs rapports de conformité au REGS au ministère de l'Environnement et des Parcs de l'Alberta le 31 mars de chaque année. À compter de 2018, les installations assujetties au REGS passeront d'une approche fondée sur les émissions historiques de référence à une approche fondée sur l'attribution de crédits en fonction du volume de production.

En plus d'une tarification des émissions de GES, le plan de leadership sur le climat de l'Alberta énonce deux autres obligations concernant le secteur pétrolier et gazier : 1) limiter les émissions des sables bitumineux pour qu'elles ne dépassent pas au total 100 mégatonnes par année dans l'ensemble de la province (comparativement aux niveaux actuels des émissions du secteur qui sont d'environ 70 mégatonnes par année), sous réserve de certaines exceptions visant les sources d'énergie produite par cogénération et la nouvelle capacité de valorisation; et 2) réduire de 45 pour cent les émissions de méthane issues d'activités pétrolières et gazières d'ici 2025.

D'autres modifications apportées à la législation provinciale en matière de changements climatiques pourraient avoir une incidence défavorable sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la société, mais cette incidence ne peut être établie de manière fiable et précise à l'heure actuelle.

### Stratégie fédérale sur le carbone

En octobre 2016, le Canada a ratifié l'Accord de Paris sur les changements climatiques, adopté par le Canada et plus de 160 autres nations au terme de la Conférence des Parties à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques qui s'est déroulée en décembre 2015. Bien que les détails précis entourant la façon dont le Canada atteindra les objectifs fixés dans l'Accord de Paris n'aient pas encore été communiqués, en octobre 2016, le gouvernement fédéral a annoncé l'instauration d'un nouveau régime national de tarification du carbone (la « stratégie sur le

carbone ») qui appuiera les objectifs de l'Accord de Paris. Aux termes de la stratégie sur le carbone, toutes les provinces seront tenues d'adopter un système de tarification du carbone comprenant, à tout le moins, l'imposition d'un prix de 10 \$ la tonne d'émissions de carbone en 2018, augmentant de 10 \$ la tonne chaque année pour atteindre 50 \$ la tonne en 2022. Si les provinces n'adoptent pas un tel système, un régime fédéral leur sera imposé et les fonds ainsi obtenus seront transférés au gouvernement de la province dans laquelle ils auront été perçus. Par ailleurs, les provinces auront la possibilité de mettre en place un système de plafonnement et d'échange, mais celles-ci devront démontrer que les émissions de leur province respective sont cohérentes à la fois avec l'objectif national du Canada et les résultats des provinces qui ont mis en œuvre le système de tarification du carbone.

Le 9 décembre 2016, l'ensemble des provinces et des territoires, à l'exception de la Saskatchewan et du Manitoba, ont signé le cadre pancanadien visant la mise en œuvre de la stratégie sur le carbone. Des lois et règlements complémentaires doivent être adoptés par les provinces afin de respecter les exigences de la stratégie sur le carbone. Pour les provinces, dont l'Alberta, ayant déjà instauré une taxe sur le carbone ou un régime de plafonnement et d'échange, ou les deux, la tarification nationale sur le carbone aura probablement peu de conséquences supplémentaires à court terme. Aucune province n'a encore annoncé comment elle compte s'y prendre pour respecter les exigences à long terme en matière de tarification du carbone. La manière dont la stratégie sur le carbone sera mise en œuvre en Saskatchewan et au Manitoba demeure imprécise.

Parmi les incidences défavorables pour l'entreprise de Cenovus si des lois ou des règlements généralisés portant sur les GES, y compris la Loi CL et la stratégie sur le carbone, devaient s'appliquer aux activités que la société exerce en Alberta ou dans un autre territoire, on compte, entre autres les suivantes : les coûts de conformité accrus, les retards à obtenir les permis, les coûts considérables nécessaires pour la génération ou l'achat de crédits d'émission se traduisant par des coûts supplémentaires pour les produits qu'elle produit et une demande réduite de pétrole brut et de certains produits raffinés. Il est possible que la société ne puisse faire l'acquisition de crédits d'émission ou de crédits compensatoires ou qu'elle ne puisse en faire l'acquisition de manière rentable. Il peut être impossible, techniquement ou économiquement, de mettre en application les réductions obligatoires des émissions, en totalité ou en partie, et le fait de ne pas satisfaire à ces obligations de réduction des émissions ou de ne pas respecter d'autres mécanismes de conformité peut avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise de la société en occasionnant, entre autres, des amendes, des retards dans l'obtention de permis et de licences, des pénalités et la suspension des activités. Par conséquent, rien ne garantit que Cenovus ne sera pas gravement touchée par la réglementation future en matière d'environnement.

Au-delà des exigences juridiques existantes, la portée et l'ampleur des incidences défavorables des programmes ou règlements supplémentaires ne peuvent être estimées avec fiabilité ou exactitude au moment actuel puisque les exigences législatives et réglementaires spécifiques n'ont pas été finalisées et qu'il existe une incertitude en ce qui concerne les mesures supplémentaires qui sont étudiées et le délai prévu de conformité.

#### **Normes relatives aux carburants à faible teneur en carbone**

La législation environnementale existante et proposée élaborée par certains États des États-Unis, certaines provinces canadiennes, le gouvernement fédéral canadien et des membres de l'Union européenne, qui régit les normes relatives aux combustibles carbonés pourrait entraîner une augmentation des coûts et/ou une réduction des revenus. La réglementation éventuelle pourrait avoir une incidence négative sur la commercialisation du bitume, du pétrole brut ou des produits raffinés de Cenovus ou pourrait l'obliger à acheter des crédits d'émission afin d'effectuer des ventes dans ces territoires.

L'État de la Californie a promulgué un règlement portant sur les changements climatiques sous forme de normes applicables aux carburants à faible teneur en carbone, qui exige la réduction du cycle de vie des émissions de carbone attribuables aux carburants de transport. En tant que producteur de sables bitumineux, Cenovus n'est pas directement réglementée et il n'est pas prévu qu'elle aura une obligation de conformité à ce propos. Les entreprises de raffinage en Californie sont tenues de respecter la législation.

#### **Normes applicables aux carburants renouvelables**

Les activités de raffinage de Cenovus aux États-Unis sont assujetties à diverses lois et divers règlements qui imposent des exigences strictes et coûteuses. Il faut particulièrement noter la loi intitulée *Energy Independence and Security Act of 2007* (la « EISA 2007 ») qui a établi des objectifs et des exigences en matière de gestion de l'énergie. Aux termes de cette loi, entre autres, l'Environmental Protection Agency a publié le programme relatif à la norme applicable aux combustibles renouvelables qui prescrit le volume total des carburants de transport renouvelables vendus ou importés aux États-Unis et requiert que les carburants renouvelables comme l'éthanol ou les biocarburants avancés soient mélangés avec de l'essence par la partie visée par l'obligation. Le volume des combustibles renouvelables mélangés aux produits pétroliers finis augmente au fil du temps jusqu'en 2022. Dans la mesure où des raffineries ne mélangent pas des combustibles renouvelables à leurs produits finis, elles doivent acheter des crédits, qu'on appelle des numéros d'identification renouvelables (« NIR ») sur le marché libre. Les NIR sont assignés à chaque gallon de carburant renouvelable produit ou importé aux États-Unis. Les NIR ont été mis en œuvre pour offrir aux entreprises de raffinage une certaine souplesse

dans le respect des normes applicables aux carburants renouvelables.

Les raffineries de la société ne mélangent pas de carburants renouvelables aux produits de carburant à moteur qu'elles produisent et, par conséquent, Cenovus, par l'intermédiaire de WRB, est tenue d'acheter des NIR sur le marché libre, où il y a fluctuation des prix. Dans le futur, la réglementation pourrait modifier le volume des carburants renouvelables qui doivent être mélangés aux produits raffinés, entraînant une volatilité des prix des NIR ou une insuffisance du nombre de NIR offerts permettant de respecter les exigences. Par conséquent, cette situation pourrait avoir une incidence défavorable sur la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la société.

### Cadre réglementaire en matière d'utilisation des terres de l'Alberta

Le cadre réglementaire en matière d'utilisation des terres de l'Alberta (*Land-Use Framework*) a été mis en œuvre en application de la loi intitulée *Alberta Land Stewardship Act* (« ALSA ») qui précise l'approche du gouvernement de l'Alberta à l'égard de la gestion des ressources foncières et naturelles de l'Alberta dans le but d'atteindre certains objectifs économiques, environnementaux et sociaux à long terme. Dans certains cas, l'ALSA modifie ou annule des consentements accordés précédemment, comme les permis, les licences, les approbations ou les autorisations réglementaires, afin d'atteindre ou de maintenir un objectif ou une politique découlant de la mise en œuvre d'un plan régional.

Le 1<sup>er</sup> septembre 2012, le gouvernement de l'Alberta a mis en œuvre le Plan régional du Bas-Athabasca (« PRBA »), qui a été instauré en vertu de l'ALSA. Le PRBA formule des cadres de gestion obligatoires, notamment dans les domaines de l'air, des terres et de l'eau, qui intégreront des limites et des seuils déclencheurs cumulatifs et qui mettront en lumière des aspects liés à la conservation, au tourisme et aux activités récréatives. Cenovus a reçu une indemnisation du gouvernement de l'Alberta en ce qui concerne certains de ses droits miniers non essentiels relatifs aux sables bitumineux qui ont été annulés. Les droits miniers annulés n'ont pas eu d'incidence directe sur le plan d'affaires de la société, ses activités actuelles à Foster Creek et à Christina Lake ni à l'égard de l'une ou l'autre de ses demandes déposées. Une incertitude existe à l'égard de l'incidence de demandes ultérieures de développement dans les régions couvertes par le PRBA, y compris l'éventualité de restrictions applicables au développement et l'annulation de droits miniers.

Le gouvernement de l'Alberta a également mis en œuvre le Plan régional de la Saskatchewan Sud (« PRSS »), un autre plan régional semblable devant être élaboré aux termes de l'ALSA. Ce plan s'applique aux activités de Cenovus relatives au pétrole et au gaz classiques dans le sud de l'Alberta. Jusqu'à maintenant, le PRSS ne devrait pas influencer de façon importante sur les activités actuelles

relatives au pétrole et au gaz classiques de Cenovus, mais rien ne garantit que l'expansion future de ces activités ne sera pas touchée.

Le gouvernement de l'Alberta a achevé la phase I des consultations concernant le Plan régional de la Saskatchewan Nord (« PRSN »), et le processus de planification régionale a commencé. Ce plan s'appliquera aux activités de Cenovus dans le centre de l'Alberta. Rien ne garantit que le PRSN ni aucun autre plan régional futur élaboré et mis en œuvre par le gouvernement de l'Alberta n'auront pas une incidence importante sur les activités actuelles ou futures dans cette région.

Le gouvernement de l'Alberta a également annoncé quatre plans régionaux additionnels aux termes de l'ALSA qui sont susceptibles de s'appliquer aux avoirs fonciers et aux activités de Cenovus dans d'autres régions de l'Alberta, mais l'élaboration de ces plans n'a pas encore débuté.

### Loi sur les espèces en péril

La loi fédérale canadienne *Loi sur les espèces en péril* et les lois provinciales équivalentes concernant les espèces menacées et les espèces en voie de disparition peuvent limiter le rythme et l'ampleur du développement dans les zones qualifiées d'habitat essentiel pour les espèces préoccupantes (p. ex., le caribou des bois). Un litige récent impliquant le gouvernement fédéral relativement à la *Loi sur les espèces en péril* a soulevé des problèmes associés à la protection des espèces en péril et leur habitat essentiel, tant au niveau fédéral que provincial. En Alberta, le Alberta Caribou Action and Range Planning Project a été élaboré en vue d'établir des plans relatifs aux aires de distribution et des plans d'action en vue d'assurer la gestion et le rétablissement de 15 populations de caribous de l'Alberta. La mise en œuvre par le fédéral et/ou les gouvernements provinciaux de mesures pour assurer la protection d'espèces en péril, comme le caribou des bois, et de leur habitat névralgique dans les zones d'activités actuelles ou futures de Cenovus peut modifier le rythme et l'intensité de son développement. Si les plans d'action et les plans relatifs aux aires de distribution élaborés par la province sont jugés ne pas offrir une probabilité suffisante de rétablissement des caribous, la loi fédérale prévoit la capacité de mettre en œuvre des mesures qui empêcheraient le développement futur ou modifieraient les activités actuelles.

### Système de gestion de la qualité de l'air fédéral

Le *Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques* (le « RMPA »), pris en application de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, vise à protéger l'environnement et la santé des Canadiens en établissant des normes obligatoires et cohérentes à l'échelle nationale concernant les émissions de polluants atmosphériques. Le RMPA vise l'établissement d'exigences de base relatives aux émissions industrielles (les « EBEI ») précises pour l'équipement. Les EBEI pour les oxydes d'azote émis par les chaudières, les fournaies et les moteurs

alternatifs autonomes de la société sont réglementés conformément à des normes de rendement précises. Cenovus ne s'attend pas à ce qu'il ait une incidence importante sur ses activités actuelles ou futures.

### Examen des processus environnementaux et réglementaires par le gouvernement fédéral

En 2016, le gouvernement du Canada a amorcé l'examen de processus environnementaux et réglementaires aux termes de différentes lois et prévoit publier plusieurs rapports en 2017 dans le but de recueillir les commentaires du public. Des changements en matière législative, réglementaire ou politique pourraient être apportés après la période de consultation publique.

La portée et l'ampleur des incidences défavorables des changements apportés à la législation ou aux programmes sur l'avancement des projets et les activités ne peuvent être estimées avec fiabilité ou exactitude au moment actuel puisqu'il existe une incertitude à l'égard des recommandations étudiées. Des obligations accrues en matière d'évaluation environnementale pourraient entraîner un risque d'augmentation des coûts et des retards dans l'avancement des projets.

### Permis d'utilisation des eaux

Cenovus utilise actuellement de l'eau douce pour certaines activités, qu'elle se procure en vertu de permis accordés aux termes de la loi intitulée *Water Act* (Alberta), pour fournir, par exemple, l'eau à usage domestique et assurer le service public d'eau à ses installations de DGMV et à l'égard de ses programmes de délimitation des ressources de bitume. À l'heure actuelle, la société n'est pas tenue de payer l'eau qu'elle utilise aux termes de ces permis. Si une modification apportée à ces permis réduisait la quantité d'eau mise à la disposition de la société, sa production pourrait décliner ou les charges d'exploitation pourraient augmenter, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités et la performance financière de la société. Rien ne garantit que les permis lui permettant de prélever de l'eau ne seront pas annulés ou que des conditions supplémentaires n'y seront pas ajoutées. Il est impossible de garantir que Cenovus n'aura pas à payer de droits pour l'utilisation de l'eau au cours des années à venir, ou que ces droits seront raisonnables. En outre, l'agrandissement des projets de la société est tributaire de l'obtention de permis visant le prélèvement supplémentaire d'eau, et rien ne garantit que ces permis seront accordés ou qu'ils le seront selon des modalités que Cenovus juge favorables, ou encore que des quantités suffisantes d'eau pourront être déviées en vertu de ces permis.

### Politique de l'Alberta relative aux milieux humides

La gestion des milieux humides en Alberta est régie par l'article 36 de la *Water Act* (la « Loi sur les eaux »), ainsi que par la politique sur les milieux humides de l'Alberta (*Alberta Wetland Policy*) (« la politique sur les milieux humides ») et le guide provincial de restauration des milieux humides et de

compensation (*Provincial Wetland Restoration and Compensation Guide*). Avant d'entreprendre une activité dans un milieu humide, une approbation doit être obtenue conformément à la Loi sur les eaux et au règlement ministériel sur les eaux (*Water Ministerial Regulation*).

Aux termes de la politique sur les milieux humides, les promoteurs de l'exploitation d'actifs pétroliers et gaziers dans les zones marécageuses peuvent être tenus d'éviter les milieux humides ou d'atténuer les effets de l'aménagement sur ceux-ci. La politique sur les milieux humides catégorise ces milieux en fonction de leur valeur environnementale, et ceux dont la valeur environnementale est la plus élevée requièrent les plus grands efforts de la part des promoteurs afin d'éviter les répercussions liées à l'aménagement. Les promoteurs doivent préparer un rapport sur l'évaluation des milieux humides et les incidences sur ceux-ci, et recourir à la directive de l'Alberta concernant l'atténuation des incidences sur les milieux humides (*Alberta Wetland Mitigation Directive*) (la « directive concernant l'atténuation des incidences sur les milieux humides ») afin d'atténuer les incidences des activités qu'ils proposent sur les milieux humides.

La politique sur les milieux humides ne devrait pas influencer sur les activités existantes de Cenovus à Foster Creek, à Christina Lake et à Narrows Lake, où les plans d'atténuation et de gestion des milieux humides sur 10 ans de la société ont été approuvés aux termes de la politique relative aux milieux humides antérieure.

De nouveaux projets d'aménagement et des phases d'agrandissement futures seront vraisemblablement touchés par certains aspects de cette politique. Les concessions de sables bitumineux de Cenovus sont situées dans des régions où les milieux humides constituent 50 pour cent du territoire. Il pourrait être impossible de les « éviter » au cours de nouveaux projets, de projets d'aménagement et de phases d'agrandissement. Cenovus prévoit être tenue de respecter les exigences relatives à la remise en état des milieux humides ou, si une disparition permanente de milieux humides survenait, à leur remplacement. Conformément à la directive de l'Alberta sur la restauration des milieux humides (*Alberta Wetland Restoration Directive*) de 2016, les mécanismes de remplacement assimilé à la restauration comprennent l'acquisition de crédits (en voie d'élaboration), le paiement fait à un programme de frais compensatoires ou les mesures de remplacement effectuées par un titulaire de permis.

S'appuyant sur les déclarations écrites figurant dans la directive concernant l'atténuation des incidences sur les milieux humides de 2016, et les consultations auprès du ministère de l'Environnement et des Parcs de l'Alberta et de l'AER, Cenovus ne prévoit pas que la politique sur les milieux humides aura une incidence importante sur elle; cependant, avec le changement de gouvernement provincial et la participation de plusieurs organismes, la façon dont cette politique sera mise en œuvre demeure obscure. À ce jour, rien ne garantit qu'elle n'aura pas d'incidence sur ses projets de développement futurs.

## RISQUES LIÉS À LA RÉPUTATION

Cenovus table sur sa réputation afin de tisser et de maintenir des liens positifs avec ses parties prenantes, de recruter du personnel et de le conserver et d'être une société crédible, digne de confiance. Toute mesure que la société prend qui provoque une opinion défavorable dans le public peut nuire à sa réputation, ce qui pourrait influencer défavorablement sur le cours de ses actions, son plan de développement et sa capacité à poursuivre ses activités.

### Perception du public sur les sables bitumineux en Alberta

Le développement des sables bitumineux en Alberta a reçu considérablement d'attention dans les consultations publiques récentes concernant l'impact sur l'environnement, les changements climatiques et les émissions de GES. Malgré le fait que l'attention porte principalement sur l'extraction minière de bitume et non pas sur la production sur place, les inquiétudes du public au sujet des sables bitumineux en général et des émissions de GES et des pratiques d'utilisation de l'eau et des terres dans les projets de développement de sables bitumineux en particulier pourraient nuire, directement ou indirectement, à la rentabilité des projets en cours de sables bitumineux.

## AUTRES FACTEURS DE RISQUE

### Risque associé à l'arrangement

Cenovus a certaines obligations d'indemnisation et d'autres obligations postérieures à l'arrangement aux termes de la convention concernant l'arrangement (la « convention relative à l'arrangement ») et de la convention de scission et de transition (la « convention de scission »), toutes deux intervenues entre Encana, 7050372 et Filiale inc. en date du 20 octobre 2009 et du 30 novembre 2009, respectivement, conclues relativement à l'arrangement. Encana et Cenovus ont toutes deux convenu de s'indemniser réciproquement quant à certaines responsabilités et obligations concernant, entre autres, dans le cas de l'indemnité d'Encana, l'entreprise et les actifs conservés par Encana et, dans le cas de l'indemnité de Cenovus, l'entreprise et les actifs de Cenovus. À l'heure actuelle, la société

de la société et à la viabilité de ses projets futurs de sables bitumineux en créant une incertitude réglementaire considérable menant à la formation de modèles économiques incertains pour les projets actuels et futurs et à des retards dans l'approbation de projets futurs.

Les conséquences négatives qui pourraient découler des modifications du régime réglementaire actuel comprennent notamment la création d'une réglementation extraordinaire en matière d'environnement et d'émissions pour les projets actuels et futurs par les autorités gouvernementales qui pourrait provoquer des modifications des exigences relatives à la conception et à l'exploitation des installations, ce qui risque de faire augmenter les coûts de construction, d'exploitation et d'abandon. De plus, une législation ou des politiques qui limitent les achats de pétrole brut ou de bitume produits à partir des sables bitumineux pourraient être adoptées dans les territoires nationaux et/ou étrangers, ce qui pourrait alors limiter le marché mondial de ce type de pétrole brut, réduire le prix de cette marchandise et ainsi donner lieu à des immobilisations irrécupérables ou à une incapacité de mener à bien la mise en valeur de ressources pétrolières à l'avenir.

ne peut déterminer si elle devra indemniser Encana à l'égard d'obligations importantes suivant les modalités de l'arrangement. De plus, Cenovus ne peut garantir que si Encana doit indemniser Cenovus et les membres de son groupe quant à une obligation importante, elle sera en mesure de respecter ces obligations.

Il est possible de consulter un exposé de risques supplémentaires, s'ils devaient se présenter après la date de la présente notice, qui sont susceptibles d'avoir une incidence sur l'entreprise de Cenovus, ses perspectives, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie et, dans certains cas, sa réputation, dans le rapport de gestion le plus récent de la société aux adresses [sedar.com](http://sedar.com), [sec.gov](http://sec.gov) et [cenovus.com](http://cenovus.com).

## POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

Pendant l'exercice clos le 31 décembre 2016, il n'y a eu aucune poursuite judiciaire à laquelle Cenovus est ou était partie ou qui met ou mettait en cause ses biens, qui constitue ou constituait une réclamation pour des dommages-intérêts d'un montant, déduction faite des intérêts et des frais, qui correspondait à plus de 10 pour cent de l'actif actuel de Cenovus et, à sa connaissance, aucune poursuite de telle nature n'est envisagée.

Pendant l'exercice clos le 31 décembre 2016, 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**

---

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, 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, ainsi que la convention relative à l'arrangement et la convention de scission décrites à la rubrique « Facteurs de risque – Autres facteurs de risque – Risque associé à l'arrangement ».

## **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 15 février 2017 à l'égard des états financiers consolidés de Cenovus, qui comprennent les états consolidés de la situation financière aux 31 décembre 2016 et 31 décembre 2015 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 2016, 2015 et 2014, ainsi que sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Cenovus au 31 décembre 2016. 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.  
8<sup>th</sup> 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](http://www.investorcentre.com/cenovus)

## RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Il est possible d'obtenir des renseignements supplémentaires concernant Cenovus sur SEDAR à l'adresse [sedar.com](http://sedar.com) et sur EDGAR à l'adresse [sec.gov](http://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 2016 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 des 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 audités et le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 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](http://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 2016. 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 <sup>3</sup>	milliard de pieds cubes
kpi <sup>3</sup>	millier de pieds cubes
Mpi <sup>3</sup>	million de pieds cubes
Mpi <sup>3</sup> /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 kpi<sup>3</sup> 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 kpi<sup>3</sup> 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.

<sup>MC</sup> Indique qu'il s'agit d'une marque de commerce de Cenovus Energy Inc.



## 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 2016. 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 2016, 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 2016 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 2016	Canada	23 995 \$
GLJ Petroleum Consultants Ltd.	31 décembre 2016	Canada	1 262 \$
			<hr/> <hr/> 25 257 \$

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 14 février 2017

## 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/ Brian C. Ferguson

Brian C. Ferguson  
Président et chef de la direction

/s/ Ivor M. Ruste

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

/s/ Michael A. Grandin

Michael A. Grandin  
Administrateur et  
président du conseil

/s/ Wayne G. Thomson

Wayne G. Thomson  
Administrateur et président  
du comité des réserves

Le 15 février 2017

### 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 détecter les faiblesses des contrôles internes, la fraude ou d'autres actes illégaux. Le comité évaluera la coordination des travaux d'audit afin de garantir l'exhaustivité de ceux-ci et l'utilisation efficace des ressources d'audit. Toute recommandation importante des auditeurs en vue de raffermir les contrôles internes doit faire l'objet d'un examen et de discussions avec la direction.
- d) Examiner avec le chef de la direction, le chef des finances de la société et les auditeurs externes :
  - i) l'ensemble des déficiences et lacunes importantes dans la conception ou le fonctionnement des contrôles et des procédures internes de la société à l'égard de la communication de l'information financière qui pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la société à consigner, traiter, résumer et déclarer l'information financière qui doit être communiquée par la société dans les rapports qu'elle dépose ou présente en vertu de la Loi de 1934 ou les lois et règlements fédéraux et provinciaux canadiens dans les délais requis et ii) les fraudes, qu'elles soient importantes ou non, qui impliquent les membres de la direction de la société ou d'autres employés qui ont un rôle important à jouer dans le cadre des contrôles et des procédures internes de communication de l'information financière de la société.
- e) Examiner les conclusions significatives rédigées par les auditeurs externes et le service d'audit interne, ainsi que les réactions des membres de la direction.

#### 17. **Supervision du risque**

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

#### 18. **Autres éléments à examiner**

- a) Examiner 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 minime 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 les ventes brutes 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.

#### Bitume

(en millions de dollars)

	Calcul de base des rentrées nettes			Ajustements		Selon les états financiers consolidés <sup>1)</sup>
	Foster Creek	Christina Lake	Bitume total	Condensats	Stocks <sup>2)</sup>	Total des sables bitumineux et du pétrole brut
<b>Exercice clos le 31 décembre 2016</b>						
Ventes brutes	773	736	1 509	1 402	-	2 911
Redevances	-	9	9	-	-	9
Transport et fluidification	225	137	362	1 402	(44)	1 720
Exploitation	269	217	486	-	-	486
<b>Rentrées nettes</b>	<b>279</b>	<b>373</b>	<b>652</b>	<b>-</b>	<b>44</b>	<b>696</b>
(Profit) Perte réalisé lié à la gestion des risques						(179)
<b>Marge d'exploitation</b>						<b>875</b>
<b>Trois mois clos le 31 décembre 2016</b>						
Ventes brutes	283	260	543	408	-	951
Redevances	(2)	4	2	-	-	2
Transport et fluidification	53	31	84	408	-	492
Exploitation	77	61	138	-	-	138
<b>Rentrées nettes</b>	<b>155</b>	<b>164</b>	<b>319</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>319</b>
(Profit) Perte réalisé lié à la gestion des risques						(14)
<b>Marge d'exploitation</b>						<b>333</b>
<b>Trois mois clos le 30 septembre 2016</b>						
Ventes brutes	236	215	451	337	-	788
Redevances	1	3	4	-	-	4
Transport et fluidification	59	33	92	337	-	429
Exploitation	68	57	125	-	-	125
<b>Rentrées nettes</b>	<b>108</b>	<b>122</b>	<b>230</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>230</b>
(Profit) Perte réalisé lié à la gestion des risques						(35)
<b>Marge d'exploitation</b>						<b>265</b>
<b>Trois mois clos le 30 juin 2016</b>						
Ventes brutes	189	196	385	322	-	707
Redevances	1	2	3	-	-	3
Transport et fluidification	65	34	99	322	(26)	395
Exploitation	57	44	101	-	-	101
<b>Rentrées nettes</b>	<b>66</b>	<b>116</b>	<b>182</b>	<b>-</b>	<b>26</b>	<b>208</b>
(Profit) Perte réalisé lié à la gestion des risques						(24)
<b>Marge d'exploitation</b>						<b>232</b>
<b>Trois mois clos le 31 mars 2016</b>						
Ventes brutes	65	65	130	335	-	465
Redevances	-	-	-	-	-	-
Transport et fluidification	48	39	87	335	(18)	404
Exploitation	67	55	122	-	-	122
<b>Rentrées nettes</b>	<b>(50)</b>	<b>(29)</b>	<b>(79)</b>	<b>-</b>	<b>18</b>	<b>(61)</b>
(Profit) Perte réalisé lié à la gestion des risques						(106)
<b>Marge d'exploitation</b>						<b>45</b>

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

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.

## Pétrole brut (lourd, léger et moyen) et LGN

(en millions de dollars)

Exercice clos le	Calcul de base des rentrées nettes				Ajustements			Selon les états financiers consolidés <sup>1)</sup>
	Pétrole brut lourd	Pétrole brut léger et moyen	LGN	Pétrole brut lourd, léger et moyen et LGN	Condensats	Stocks <sup>2)</sup>	Autres	Total du pétrole brut et des LGN classiques
31 décembre 2016								
Ventes brutes	380	442	11	833	103	-	-	936
Redevances	35	88	2	125	-	-	-	125
Transport et fluidification	49	25	-	74	103	(7)	-	170
Exploitation	142	149	-	291	-	-	(4)	287
Taxes sur la production et impôts miniers	-	12	-	12	-	-	-	12
<b>Rentrées nettes</b>	<b>154</b>	<b>168</b>	<b>9</b>	<b>331</b>	<b>-</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>342</b>
(Profit) Perte réalisé lié à la gestion des risques								(60)
<b>Marge d'exploitation</b>								<b>402</b>
Trois mois clos le 31 décembre 2016								
Ventes brutes	108	127	4	239	27	-	-	266
Redevances	11	34	-	45	-	-	-	45
Transport et fluidification	13	6	-	19	27	-	-	46
Exploitation	39	37	-	76	-	-	(2)	74
Taxes sur la production et impôts miniers	-	3	-	3	-	-	-	3
<b>Rentrées nettes</b>	<b>45</b>	<b>47</b>	<b>4</b>	<b>96</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>98</b>
(Profit) Perte réalisé lié à la gestion des risques								(2)
<b>Marge d'exploitation</b>								<b>100</b>
Trois mois clos le 30 septembre 2016								
Ventes brutes	104	114	3	221	21	-	-	242
Redevances	10	21	1	32	-	-	-	32
Transport et fluidification	13	6	-	19	21	-	-	40
Exploitation	32	33	-	65	-	-	-	65
Taxes sur la production et impôts miniers	-	4	-	4	-	-	-	4
<b>Rentrées nettes</b>	<b>49</b>	<b>50</b>	<b>2</b>	<b>101</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>101</b>
(Profit) Perte réalisé lié à la gestion des risques								(7)
<b>Marge d'exploitation</b>								<b>108</b>
Trois mois clos le 30 juin 2016								
Ventes brutes	95	116	1	212	27	-	-	239
Redevances	10	20	1	31	-	-	-	31
Transport et fluidification	10	6	-	16	27	(3)	-	40
Exploitation	31	39	-	70	-	-	-	70
Taxes sur la production et impôts miniers	-	3	-	3	-	-	-	3
<b>Rentrées nettes</b>	<b>44</b>	<b>48</b>	<b>-</b>	<b>92</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>95</b>
(Profit) Perte réalisé lié à la gestion des risques								(11)
<b>Marge d'exploitation</b>								<b>106</b>
Trois mois clos le 31 mars 2016								
Ventes brutes	73	85	3	161	28	-	-	189
Redevances	4	13	-	17	-	-	-	17
Transport et fluidification	13	7	-	20	28	(4)	-	44
Exploitation	40	40	-	80	-	-	(2)	78
Taxes sur la production et impôts miniers	-	2	-	2	-	-	-	2
<b>Rentrées nettes</b>	<b>16</b>	<b>23</b>	<b>3</b>	<b>42</b>	<b>-</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>48</b>
(Profit) Perte réalisé lié à la gestion des risques								(40)
<b>Marge d'exploitation</b>								<b>88</b>

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

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.

## Bitume, pétrole brut (lourd, léger et moyen) et LGN

Selon les états financiers consolidés<sup>1)</sup>

(en millions de dollars)

Exercice clos le	Calcul de base des rentrées nettes			Ajustements			Total du pétrole brut et des LGN
	Bitume et pétrole brut lourd, léger et moyen	LGN	Bitume, pétrole brut lourd, léger et moyen et LGN	Condensats	Stocks <sup>2)</sup>	Autres	
31 décembre 2016							
Ventes brutes	2 331	11	2 342	1 505	-	-	3 847
Redevances	132	2	134	-	-	-	134
Transport et fluidification	436	-	436	1 505	(51)	-	1 890
Exploitation	777	-	777	-	-	(4)	773
Taxes sur la production et impôts miniers	12	-	12	-	-	-	12
<b>Rentrées nettes</b>	<b>974</b>	<b>9</b>	<b>983</b>	<b>-</b>	<b>51</b>	<b>4</b>	<b>1 038</b>
(Profit) Perte réalisé lié à la gestion des risques							(239)
<b>Marge d'exploitation</b>							<b>1 277</b>
Trois mois clos le							
31 décembre 2016							
Ventes brutes	778	4	782	435	-	-	1 217
Redevances	47	-	47	-	-	-	47
Transport et fluidification	103	-	103	435	-	-	538
Exploitation	214	-	214	-	-	(2)	212
Taxes sur la production et impôts miniers	3	-	3	-	-	-	3
<b>Rentrées nettes</b>	<b>411</b>	<b>4</b>	<b>415</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>417</b>
(Profit) Perte réalisé lié à la gestion des risques							(16)
<b>Marge d'exploitation</b>							<b>433</b>
Trois mois clos le							
30 septembre 2016							
Ventes brutes	669	3	672	358	-	-	1 030
Redevances	35	1	36	-	-	-	36
Transport et fluidification	111	-	111	358	-	-	469
Exploitation	190	-	190	-	-	-	190
Taxes sur la production et impôts miniers	4	-	4	-	-	-	4
<b>Rentrées nettes</b>	<b>329</b>	<b>2</b>	<b>331</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>331</b>
(Profit) Perte réalisé lié à la gestion des risques							(42)
<b>Marge d'exploitation</b>							<b>373</b>
Trois mois clos le							
30 juin 2016							
Ventes brutes	596	1	597	349	-	-	946
Redevances	33	1	34	-	-	-	34
Transport et fluidification	115	-	115	349	(29)	-	435
Exploitation	171	-	171	-	-	-	171
Taxes sur la production et impôts miniers	3	-	3	-	-	-	3
<b>Rentrées nettes</b>	<b>274</b>	<b>-</b>	<b>274</b>	<b>-</b>	<b>29</b>	<b>-</b>	<b>303</b>
(Profit) Perte réalisé lié à la gestion des risques							(35)
<b>Marge d'exploitation</b>							<b>338</b>
Trois mois clos le							
31 mars 2016							
Ventes brutes	288	3	291	363	-	-	654
Redevances	17	-	17	-	-	-	17
Transport et fluidification	107	-	107	363	(22)	-	448
Exploitation	202	-	202	-	-	(2)	200
Taxes sur la production et impôts miniers	2	-	2	-	-	-	2
<b>Rentrées nettes</b>	<b>(40)</b>	<b>3</b>	<b>(37)</b>	<b>-</b>	<b>22</b>	<b>2</b>	<b>(13)</b>
(Profit) Perte réalisé lié à la gestion des risques							(146)
<b>Marge d'exploitation</b>							<b>133</b>

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

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.

## Total du bitume, du pétrole brut (lourd, léger et moyen), des LGN et du gaz naturel

(en millions de dollars)

Exercice clos le	Calcul de base des rentrées nettes			Ajustements			Selon les états financiers consolidés <sup>1)</sup>	
	Bitume, pétrole brut et moyen et LGN	Gaz naturel	Total du bitume, du pétrole brut et moyen, des LGN et du gaz naturel	Condensats	Stocks <sup>2)</sup>	Autres	Autres produits	Total en amont
31 décembre 2016								
Ventes brutes	2 342	335	2 677	1 505	-	2	12	4 196
Redevances	134	14	148	-	-	-	-	148
Transport et fluidification	436	17	453	1 505	(51)	-	-	1 907
Exploitation	777	165	942	-	-	(6)	9	945
Taxes sur la production et impôts miniers	12	-	12	-	-	-	-	12
<b>Rentrées nettes</b>	<b>983</b>	<b>139</b>	<b>1 122</b>	<b>-</b>	<b>51</b>	<b>8</b>	<b>3</b>	<b>1 184</b>
(Profit) Perte réalisé lié à la gestion des risques								(237)
<b>Marge d'exploitation</b>								<b>1 421</b>
Trois mois clos le								
31 décembre 2016								
Ventes brutes	782	105	887	435	-	-	4	1 326
Redevances	47	6	53	-	-	-	-	53
Transport et fluidification	103	5	108	435	-	-	-	543
Exploitation	214	44	258	-	-	(3)	-	255
Taxes sur la production et impôts miniers	3	-	3	-	-	-	-	3
<b>Rentrées nettes</b>	<b>415</b>	<b>50</b>	<b>465</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>472</b>
(Profit) Perte réalisé lié à la gestion des risques								(15)
<b>Marge d'exploitation</b>								<b>487</b>
Trois mois clos le								
30 septembre 2016								
Ventes brutes	672	90	762	358	-	1	2	1 123
Redevances	36	3	39	-	-	-	-	39
Transport et fluidification	111	4	115	358	-	-	-	473
Exploitation	190	37	227	-	-	-	3	230
Taxes sur la production et impôts miniers	4	-	4	-	-	-	-	4
<b>Rentrées nettes</b>	<b>331</b>	<b>46</b>	<b>377</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>(1)</b>	<b>377</b>
(Profit) Perte réalisé lié à la gestion des risques								(42)
<b>Marge d'exploitation</b>								<b>419</b>
Trois mois clos le								
30 juin 2016								
Ventes brutes	597	55	652	349	-	-	2	1 003
Redevances	34	2	36	-	-	-	-	36
Transport et fluidification	115	5	120	349	(29)	-	-	440
Exploitation	171	38	209	-	-	-	2	211
Taxes sur la production et impôts miniers	3	-	3	-	-	-	-	3
<b>Rentrées nettes</b>	<b>274</b>	<b>10</b>	<b>284</b>	<b>-</b>	<b>29</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>313</b>
(Profit) Perte réalisé lié à la gestion des risques								(35)
<b>Marge d'exploitation</b>								<b>348</b>
Trois mois clos le								
31 mars 2016								
Ventes brutes	291	85	376	363	-	1	4	744
Redevances	17	3	20	-	-	-	-	20
Transport et fluidification	107	3	110	363	(22)	-	-	451
Exploitation	202	46	248	-	-	(3)	4	249
Taxes sur la production et impôts miniers	2	-	2	-	-	-	-	2
<b>Rentrées nettes</b>	<b>(37)</b>	<b>33</b>	<b>(4)</b>	<b>-</b>	<b>22</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>22</b>
(Profit) Perte réalisé lié à la gestion des risques								(145)
<b>Marge d'exploitation</b>								<b>167</b>

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

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)	2016	T4	T3	T2	T1
<b>Bitume</b>					
Foster Creek	69 647	79 827	76 318	62 089	60 169
Christina Lake	79 481	81 398	80 313	76 066	80 118
<b>Pétrole brut (lourd, léger et moyen) et LGN</b>					
Pétrole lourd	28 958	28 833	27 953	28 294	30 764
Pétrole léger et moyen	25 965	24 903	25 359	26 407	27 210
LGN	1 065	1 177	1 074	799	1 208
<b>Ventes de bitume, de pétrole brut (lourd, léger et moyen) et de LGN</b>	<b>205 116</b>	<b>216 138</b>	<b>211 017</b>	<b>193 655</b>	<b>199 469</b>
<b>Ventes de gaz naturel (Mpi<sup>3</sup> par jour)</b>	<b>394</b>	<b>379</b>	<b>392</b>	<b>399</b>	<b>408</b>
<b>Ventes totales (bep par jour)</b>	<b>270 783</b>	<b>279 305</b>	<b>276 350</b>	<b>260 155</b>	<b>267 469</b>