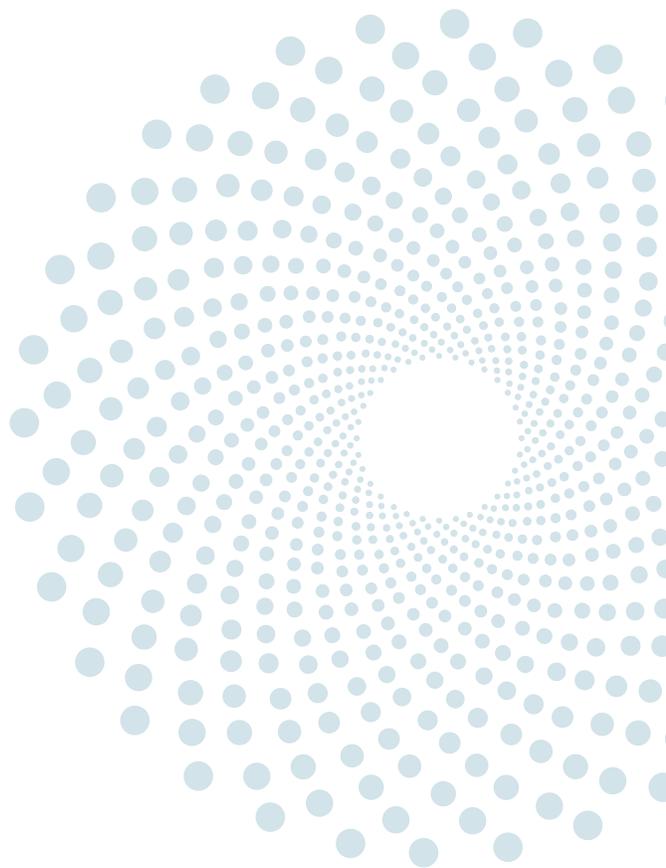
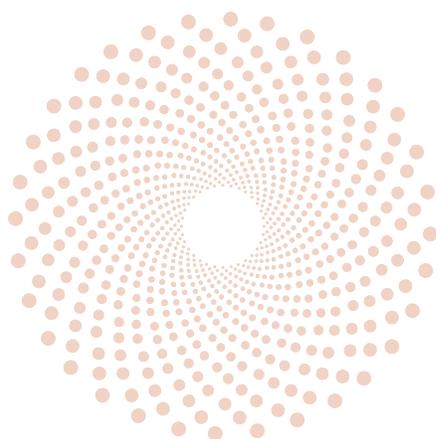


Notice annuelle



Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014

Le 12 février 2015

cenovus
ENERGY

TABLE DES MATIÈRES

INFORMATION PROSPECTIVE.....	1
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	2
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE DE CENOVUS	2
DESCRIPTION DES ACTIVITÉS DE CENOVUS	7
SURVOL.....	8
Secteur des sables bitumineux.....	8
Secteur hydrocarbures classiques.....	11
Raffinage et commercialisation.....	14
DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ	16
Communication des données relatives aux réserves	16
Développement des réserves prouvées et probables non développées	22
Facteurs ou incertitudes significatifs influant sur les données relatives aux réserves	23
Ressources éventuelles et prometteuses	23
Autres renseignements pétroliers et gaziers.....	26
AUTRES RENSEIGNEMENTS	37
Concurrence	37
Considérations environnementales	37
Pratique de responsabilité d'entreprise.....	38
Employés.....	39
Activités à l'étranger.....	39
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION	39
COMITÉ D'AUDIT	44
DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS	45
DIVIDENDES	47
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES.....	47
FACTEURS DE RISQUE	48
POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI	58
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	59
CONTRATS IMPORTANTS.....	59
EXPERTS INTÉRESSÉS	59
AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES.....	59
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES	59
Questions comptables	60
ABRÉVIATIONS ET CONVERSIONS	60
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

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 », « planifier », « projeter », « futur », « cibler », « viser », « capacité », « envisager », « se concentrer », « proposé », « perspective », « prévision », « potentiel » ou de termes semblables suggérant une issue future, y compris des déclarations concernant la stratégie de Cenovus et les échéanciers et jalons connexes, sa valeur future projetée ou celle de son actif net, ses projections pour 2015 et les exercices ultérieurs, ses résultats financiers et d'exploitation projetés, ses dépenses d'investissement prévues, y compris leur calendrier et leur financement, sa production future attendue, y compris le calendrier, la stabilité et la croissance de cette production, ses réserves prévues et ses estimations des ressources éventuelles et prometteuses, l'élargissement de l'accès aux marchés, l'amélioration de la structure des coûts, ses plans et sa stratégie en matière de dividendes, y compris en ce qui a trait au plan de réinvestissement 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, l'utilisation et le développement futurs de la technologie et le rendement pour les actionnaires projeté. 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 flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation suffisants 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 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; la fluctuation du prix des marchandises, des devises et des taux d'intérêt; la fluctuation de l'offre et de 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; le maintien de ratios dette/bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté et dette/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 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, des ressources et de la production future 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 de pétrole lourd; la fiabilité des actifs de la société; les interruptions éventuelles ou les difficultés techniques inattendues au fil du développement de nouveaux produits et procédés de fabrication; les marges de raffinage et de commercialisation; 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 convenablement le transport des produits, y compris le transport ferroviaire ou autre du pétrole brut qui soit suffisant pour contrer toute interruption causée par des contraintes liées à l'exploitation du réseau de pipelines; 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 et autres domaines 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 les sites Web www.sedar.com et www.sec.gov, ainsi que sur le site Web de la société, cenovus.com.

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Cenovus Energy Inc. a été constituée le 30 novembre 2009 sous le régime de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (la « LCSA ») par suite de la fusion de 7050372 Canada Inc. (« 7050372 ») et de Cenovus Energy Inc. (auparavant, Encana Finance Ltd., désignée « Filiale inc. ») aux termes d'un arrangement en vertu de la LCSA (l'« arrangement ») visant, entre autres, 7050372, Filiale inc. et Encana Corporation (« Encana »). Le 1^{er} janvier 2011, Cenovus 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 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 2014 sont les suivantes :

Filiales et sociétés de personnes	Pourcentage de propriété ¹⁾	Territoire de constitution, de prorogation ou de formation
Cenovus FCCL Ltd.	100	Alberta
Cenovus Energy Marketing Services Ltd.	100	Alberta
Cenovus US Holdings Inc.	100	Delaware
FCCL Partnership (« FCCL ») ²⁾	50	Alberta
WRB Refining LP (« WRB ») ³⁾	50	Delaware

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

2) 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 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 2014 et ii) moins de 10 pour cent des produits des activités ordinaires consolidés de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2014. 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 2014 et pour l'exercice clos à cette date.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE DE CENOVUS

Cenovus est une société pétrolière intégrée canadienne établie à Calgary, en Alberta. La société a entrepris des activités indépendantes le 1^{er} 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 et à des activités de raffinage aux États-Unis.

Stratégie de Cenovus

Cenovus a comme stratégie de créer de la valeur à long terme grâce au développement de ses ressources abondantes en sables bitumineux, à l'excellence de son exécution, à sa capacité d'innovation et à sa solidité financière. La société cherche constamment à accroître son actif net et à verser un dividende stable. Cette stratégie est indissociable de l'importance accordée à la protection de la résilience financière de Cenovus, au moyen d'une

évaluation régulière de ses plans de dépenses d'investissement, de ses plans en matière de dividendes et d'autres facteurs pertinents.

L'approche intégrée de Cenovus, qui lui permet de tirer parti de toutes les activités de la chaîne de valeur, depuis sa production jusqu'aux produits finis de grande qualité comme les carburants pour le transport, repose sur la composition de l'ensemble de son actif :

- les sables bitumineux pour la croissance;
- le pétrole brut classique pour les flux de trésorerie à court terme et la diversification des sources de revenu;
- le gaz naturel pour le combustible utilisé aux installations de sables bitumineux et de raffinage de la société et pour les flux de trésorerie qu'il génère et qui aident au financement des programmes de dépenses d'investissement;
- le raffinage qui contribue à réduire l'effet des fluctuations des prix des marchandises.

Ressources abondantes en sables bitumineux

Cenovus concentre ses efforts sur le développement de ses deux projets de drainage par gravité au moyen de vapeur (« DGMV »), Foster Creek et Christina Lake. Ces derniers disposent d'une capacité de production combinée de 288 000 barils bruts par jour, et il est prévu de porter cette capacité à 620 000 barils bruts par jour.

Les occasions futures de Cenovus reposent actuellement sur le développement des terrains de sables bitumineux qu'elle détient dans le nord de l'Alberta, notamment Narrows Lake, Grand Rapids et Telephone Lake. Cenovus est partenaire à hauteur de 50 pour cent du projet de sables bitumineux de Narrows Lake et elle est l'unique propriétaire des projets de sables bitumineux de Grand Rapids et de Telephone Lake. Le plan de développement normal de Cenovus prévoit l'évaluation de ces ressources au moyen de programmes de forage de puits d'exploration stratigraphiques.

Au total, Cenovus a obtenu des organismes de réglementation l'approbation de produire 955 000 barils bruts par jour à partir de ses sables bitumineux, ce qui comprend la production courante, et 50 000 barils bruts par jour supplémentaires font l'objet d'une demande d'approbation.

Actifs classiques établis

Les activités classiques de Cenovus comprennent les actifs de pétrole brut et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan, y compris un projet de récupération assistée de pétrole par dioxyde de carbone (CO₂) à Weyburn, le développement de pétrole lourd à Pelican Lake et les actifs en pétrole de réservoirs étanches en Alberta. La production de pétrole et de gaz naturel classiques par Cenovus lui procure des flux de trésorerie prévisibles qui aident au financement des occasions de croissance futures dans les sables bitumineux. De plus, la production de gaz naturel par la société lui sert de protection économique à l'égard du gaz naturel qu'elle consomme dans le cadre de ses activités en amont et de ses activités de raffinage.

Cenovus est propriétaire de droits miniers sur environ 70 pour cent ou 4,5 millions d'acres de ses terres conventionnelles (en fief). La production provenant des terres en fief compte pour environ 50 pour cent de la production totale classique de Cenovus. La production provenant des terres en fief, dans lesquelles Cenovus maintient un intérêt économique direct, est assujettie à un impôt minier qui est généralement inférieur aux redevances versées aux gouvernements ou à d'autres titulaires de droits miniers. En outre, une partie des terres en fief est louée à des tiers, ce qui pourrait donner lieu à un revenu de redevances.

Exécution de projet rigoureuse et force d'innovation

Pour le développement de ses projets de 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. De plus, en mettant l'accent sur l'innovation, Cenovus recherche constamment des occasions d'améliorer tant son rendement économique qu'environnemental.

Accès aux marchés

Permettre aux produits d'accéder à des marchés lucratifs et leur garantir l'accès aux marchés futurs constituent des objectifs essentiels de Cenovus. Le soutien continu qu'elle apporte aux nouveaux projets de pipeline lui permettra d'accéder à des nouveaux marchés aux États-Unis et dans le monde. En outre, en augmentant sa capacité ferroviaire, elle bénéficiera d'une autre option de transport importante à court et à moyen termes. L'expédition par train atténuera la congestion des pipelines et la pression sur les prix tout en procurant l'accès à des marchés de niche susceptibles d'offrir des prix élevés.

Cenovus évalue également les options en vue de maximiser la valeur de son pétrole en offrant une gamme élargie de produits, y compris les mélanges de dilbit provenant de bitume fluidifié ou de bitume sec.

Solidité financière

Cenovus possède des actifs de production solides, un portefeuille intégré et un excellent bilan, qui la placent en bonne position pour relever les défis que présentent les faibles prix des marchandises. L'approche disciplinée de la société en matière de répartition des capitaux et la priorité qu'elle accorde à la réduction des coûts contribueront à soutenir les dépenses d'investissement et un dividende stable. La planification des dépenses d'investissement de Cenovus est un procédé souple, qui permet de réduire les dépenses selon l'évolution des prix des marchandises et d'autres facteurs économiques, ce qui permettra à la société de maintenir sa solidité financière tout en continuant de promouvoir sa stratégie.

En réponse aux faibles prix du pétrole brut, Cenovus a considérablement diminué le total des dépenses d'investissement de 2015 par rapport au total de 2014. La société continuera d'évaluer ses plans d'investissement régulièrement tout en suivant de près les prix du pétrole brut. Cenovus s'attend à ce que ses soldes en trésorerie actuels, les flux de trésorerie générés à l'interne, les facilités de crédit existantes, la gestion de ses actifs en portefeuille et l'accès aux marchés financiers suffiront à répondre à ses besoins en trésorerie.

Gestion environnementale

Cenovus assume ses responsabilités de développeur de l'une des ressources les plus précieuses du Canada. Comme toute autre société, Cenovus fait face à des défis environnementaux, notamment atténuer les effets physiques sur les terrains, les lacs et les cours d'eau entourant ses activités, réduire l'intensité des gaz à effet de serre (« GES ») issus de la production, limiter au minimum la superficie des terrains requis pour la construction de chaque projet de sables bitumineux et prévenir les répercussions sur la faune dans les endroits où Cenovus exerce ses activités. Cenovus s'efforce d'intégrer les aspects environnementaux à son modèle d'affaires.

Sécurité

La sécurité est un élément clé de la culture de Cenovus, qui a à cœur de développer ses ressources de manière sécuritaire et responsable. En plus d'assumer sa responsabilité de créer un environnement de travail sécuritaire, Cenovus offre à ses employés, fournisseurs, entrepreneurs et conseillers l'information, la formation et les outils requis pour qu'ils prennent en charge leur propre sécurité et celle de leurs collègues de travail.

ACTIVITÉS DE CENOVUS

Les secteurs à présenter de la société s'établissent comme suit :

- le secteur **sables bitumineux**, qui comprend le développement et la production associés aux actifs de bitume de Cenovus à Foster Creek, à Christina Lake et à Narrows Lake, ainsi que des projets à des stades précoces de développement, comme Grand Rapids et Telephone Lake. Ce secteur comprend également les actifs de gaz naturel dans la région d'Athabasca. Certains terrains de sables bitumineux exploités par la société, plus particulièrement ceux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake, sont détenus en copropriété avec ConocoPhillips, une société ouverte américaine non apparentée;
- le secteur **hydrocarbures classiques**, qui comprend le développement et la production de pétrole brut classique, de LGN et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan, notamment les actifs de pétrole lourd à Pelican Lake. Ce secteur comprend également le projet de récupération assistée du pétrole par injection de CO₂ à Weyburn et les nouveaux débouchés liés au pétrole de réservoirs étanches;
- le secteur **raffinage et commercialisation**, qui est responsable du raffinage du pétrole brut en pétrole raffiné et en produits chimiques, ainsi que du transport et de la vente. Cenovus détient conjointement deux raffineries aux États-Unis avec Phillips 66, une société ouverte américaine non apparentée qui en est l'exploitant. Ce secteur coordonne les initiatives de Cenovus en matière de transport et de commercialisation afin d'optimiser la gamme de produits, les points de livraison, les engagements liés au transport et la diversification de la clientèle;
- le secteur **activités non sectorielles et éliminations**, qui comprend principalement les profits et les pertes latents comptabilisés sur les instruments financiers dérivés, les profits et les pertes à la sortie d'actifs, ainsi que les frais généraux et les frais d'administration et les coûts liés aux recherches et aux activités de financement liés à l'ensemble des activités de Cenovus. À mesure que sont réglés les instruments financiers, les gains et les pertes réalisés sont comptabilisés dans le secteur opérationnel auquel est rattaché le dérivé. Les éliminations ont trait au chiffre d'affaires, aux produits des activités ordinaires et aux achats intersectoriels de produits, lesquels sont comptabilisés aux prix de cession en fonction des prix du marché courants, et aux profits intersectoriels latents sur les stocks.

HISTORIQUE DES TROIS DERNIERS EXERCICES

Le texte suivant décrit des événements marquants au cours des trois derniers exercices :

2012

- **Mise à jour de la phase H de Christina Lake.** Au deuxième trimestre, la capacité de production brute prévue de la phase H de Christina Lake a augmenté et est passée de 40 000 barils par jour à 50 000 barils par

jour en raison de l'ajout d'un cinquième générateur de vapeur qui intègre la technologie de chaudière à eaux résiduaires (*blowdown boiler*). Cette technologie devrait améliorer l'efficacité en augmentant la capacité de production de vapeur et le taux de recyclage de l'eau, ce qui se traduira par des économies de combustible et une réduction des besoins en eau. Cenovus a commercialisé cette technologie en 2011 après l'avoir mise à l'essai à Foster Creek.

- **Approbation des organismes de réglementation et des partenaires concernant Narrows Lake.** Au deuxième trimestre, Cenovus a reçu des organismes de réglementation l'approbation du projet de Narrows Lake, qui comporte l'utilisation à la fois du DGMV classique et du DGMV intégrant le PAS. Au quatrième trimestre, la phase A, dont la capacité de production brute prévue est de 45 000 barils par jour, a été approuvée par les partenaires. À l'heure actuelle, il est prévu que le projet Narrows Lake aura une capacité de production brute de 130 000 barils par jour une fois les trois phases terminées.
- **Début de la production de la phase D de Christina Lake.** Au troisième trimestre, la phase D de Christina Lake a commencé sa production, environ trois mois avant la date prévue. La production brute totale des phases de A à D de Christina Lake s'est établie en moyenne à près de 64 000 barils par jour en 2012.
- **Mise à jour du projet pilote de Grand Rapids.** Au troisième trimestre, l'injection de vapeur a débuté à la deuxième paire de puits du projet pilote de Grand Rapids, et la production a commencé au premier trimestre de 2013.
- **Émission de billets non garantis de premier rang.** Au troisième trimestre, Cenovus a réalisé un appel public à l'épargne aux États-Unis visant des billets non garantis de premier rang d'un montant en capital de 500 millions de dollars américains et assortis d'un coupon de 3,00 pour cent, échéant le 15 août 2022, et des billets de premier rang non garantis d'un montant en capital de 750 millions de dollars américains assortis d'un coupon de 4,45 pour cent, échéant le 15 septembre 2042, représentant un total de 1,25 milliard de dollars américains.
- **Approbation des organismes de réglementation concernant Christina Lake.** Au quatrième trimestre, Cenovus a reçu des organismes de réglementation l'approbation visant l'ajout d'installations de cogénération à Christina Lake et l'augmentation de la capacité de production brute totale prévue de 10 000 barils par jour pour chacune des phases F et G.
- **Projet pilote d'évacuation de l'eau à Telephone Lake.** Au quatrième trimestre, une fois le forage et la construction de l'installation terminés, l'exploitation du projet pilote d'évacuation de l'eau à Telephone Lake a commencé.

2013

- **Demandes d'approbation des organismes de réglementation concernant Christina Lake.** Au premier trimestre, Cenovus a présenté des demandes d'approbation aux organismes de réglementation et des études d'impact sur l'environnement (« EIE ») visant la phase H de Christina Lake et la phase J de Foster Creek; la capacité de production brute prévue de chaque phase est de 50 000 barils par jour.
- **Production du projet pilote de Grand Rapids.** Au premier trimestre, Cenovus a commencé la production de la deuxième paire de puits du projet pilote de Grand Rapids. La société a exploité le projet pilote de Grand Rapids tout au long de l'année. L'objectif de ce projet était d'évaluer la performance du réservoir.
- **Début de la production de la phase E de Christina Lake.** Au troisième trimestre, la production de la phase E de Christina Lake a débuté; la capacité de production brute est de 40 000 barils par jour.
- **Approbation des organismes de réglementation concernant le programme d'optimisation de Christina Lake.** Au troisième trimestre, Cenovus a reçu des organismes de réglementation l'approbation du programme d'optimisation des phases C, D et E de Christina Lake. Ce programme devrait permettre d'ajouter jusqu'à 22 000 barils par jour de capacité de production brute à l'installation de Christina Lake.
- **Coup d'envoi de la construction de la phase A de Narrows Lake.** Au troisième trimestre, le coup d'envoi de la construction de l'usine de la phase A de Narrows Lake a été donné. La construction du site et les travaux d'ingénierie et d'approvisionnement de Narrows Lake progressent conformément aux prévisions. La phase A a une capacité de production brute prévue de 45 000 barils par jour.
- **Réalisation d'un placement public de titres de créance.** Au troisième trimestre, Cenovus a réalisé aux États-Unis un appel public à l'épargne de billets de premier rang non garantis de 450 millions de dollars américains assortis d'un coupon de 3,8 pour cent, échéant le 15 septembre 2023, et de billets de premier rang non garantis de 350 millions de dollars américains assortis d'un coupon de 5,2 pour cent, échéant le 15 septembre 2043, pour un total de 800 millions de dollars américains. Le produit net du placement a servi à financer en partie le remboursement anticipé des billets de premier rang non garantis de 800 millions de dollars américains échéant en septembre 2014 de la société.
- **Dessaisissement d'un actif non essentiel.** Au troisième trimestre, Cenovus a vendu son actif de Lower Shaunavon à un tiers non apparenté pour un produit net d'environ 241 millions de dollars.

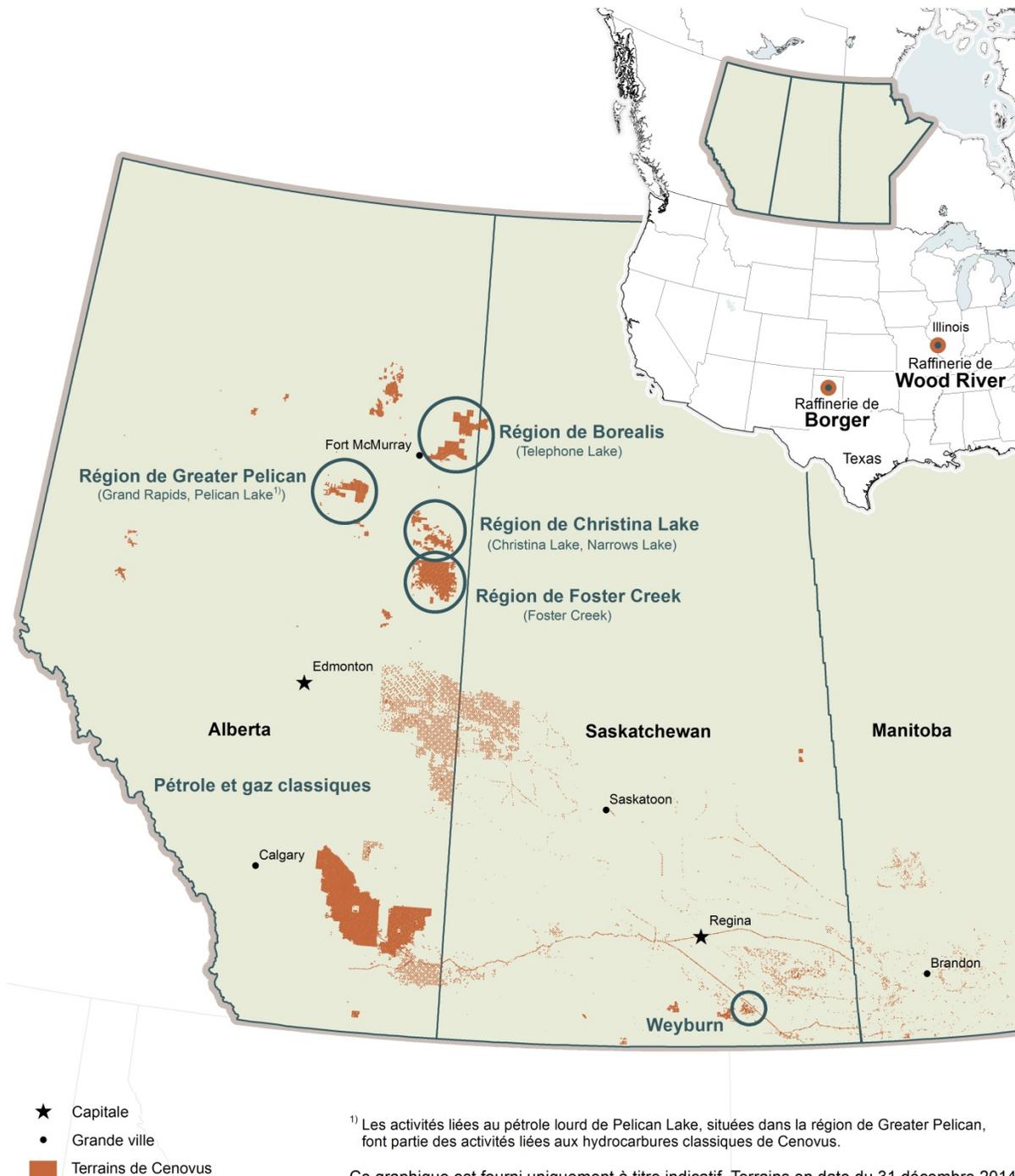
- **Augmentation de la capacité de transport ferroviaire.** Au quatrième trimestre, Cenovus a augmenté sa capacité de transport ferroviaire pour la porter à 10 000 barils par jour.
- **Réalisation du projet pilote d'évacuation de l'eau à Telephone Lake.** Au quatrième trimestre, le projet pilote d'évacuation de l'eau à Telephone Lake a été réalisé avec succès. Cenovus a de fait déplacé l'eau à l'air comprimé, et ainsi enlevé environ 70 pour cent de l'eau susjacente souterraine.
- **Réception de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise.** Au quatrième trimestre, Cenovus a reçu de ConocoPhillips, le partenaire de la société dans FCCL, 1,4 milliard de dollars américains, ce qui représente le reste du capital et des intérêts revenant à Cenovus aux termes de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise attribuables à la participation de la société dans FCCL.
- **Mise à jour concernant le travail d'optimisation à Foster Creek.** Le calendrier du travail d'optimisation à l'égard des phases F, G et H de Foster Creek a été réévalué dans le contexte du plan de gestion du réservoir à long terme de Cenovus, et ces phases pourraient atteindre 30 000 barils par jour. Lorsque ces phases seront terminées, le travail d'optimisation en vue de la réduction des ratios vapeur/pétrole, de l'augmentation de la production et de l'amélioration de l'efficacité de l'usine devrait être entrepris. La capacité de production brute totale prévue attribuable à ces trois phases, y compris l'optimisation, reste inchangée, pouvant atteindre 125 000 barils par jour.

2014

- **Obtention de l'approbation des organismes de réglementation concernant Grand Rapids.** Au premier trimestre, Cenovus a reçu des organismes de réglementation l'approbation du projet de Grand Rapids dont elle est l'unique propriétaire. Le projet, situé dans la région de Greater Pelican, devrait avoir une capacité de production d'au plus 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 payable à WRB Refining LP, 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.
- **Dessaisissement 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 devrait augmenter la capacité de production brute de 30 000 barils par jour.
- **Augmentation de la capacité de transport ferroviaire.** Au quatrième trimestre, Cenovus a augmenté 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 dont la capacité brute de production prévue 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, situé dans la région de Borealis de la société, dans le nord de l'Alberta, devrait avoir une capacité de production de plus de 300 000 barils par jour.

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS DE CENOVUS

La carte suivante indique les emplacements des actifs en amont et de raffinage de Cenovus au 31 décembre 2014 :



SURVOL

La totalité des réserves et de la production de Cenovus est située au Canada, principalement dans les provinces de l'Alberta et de la Saskatchewan. Au 31 décembre 2014, les avoirs fonciers de Cenovus représentaient environ 6,7 millions d'acres nettes. Le facteur de durée estimative des réserves prouvées en fonction de la production visée par un intérêt économique direct était d'environ 23 ans au 31 décembre 2014.

SECTEUR DES SABLES BITUMINEUX

Le secteur des 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 projets à des stades précoces de développement, 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. Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake sont détenus en propriété conjointe par l'intermédiaire de FCCL avec ConocoPhillips, une société ouverte américaine non apparentée.

Cenovus FCCL Ltd., filiale en propriété exclusive de Cenovus, est l'associé directeur et exploitant de FCCL et détient 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.

Au 31 décembre 2014, Cenovus disposait de droits liés au bitume visant environ 1,5 million d'acres brutes (1,1 million d'acres nettes) dans les régions d'Athabasca et de Cold Lake ainsi que du droit exclusif de louer 478 000 acres nettes supplémentaires, pour son compte et/ou celui de son cessionnaire, sur le polygone de tir aérien de Cold Lake.

Avoirs fonciers

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers de Cenovus au 31 décembre 2014 :

(en milliers d'acres)	Superficie développée		Superficie non développée		Superficie totale		Intérêt économique direct moyen
	Brute	Nette	Brute	Nette	Brute	Nette	
Foster Creek	16	8	135	67	151	75	50 %
Christina Lake	8	4	49	25	57	29	50 %
Narrows Lake	-	-	27	13	27	13	50 %
Grand Rapids ¹⁾	-	-	61	61	61	61	100 %
Telephone Lake	16	16	142	142	158	158	100 %
Athabasca	417	345	454	380	871	725	83 %
Autres	28	10	1 052	773	1 080	783	72 %
Total	485	383	1 920	1 461	2 405	1 844	77 %

¹⁾ Les avoirs fonciers qui chevauchent Grand Rapids et Pelican Lake 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)	Pétrole brut et LGN (b/j)		Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Production totale (bep/j)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Foster Creek	59 172	53 190	-	-	59 172	53 190
Christina Lake	69 023	49 310	-	-	69 023	49 310
Athabasca ¹⁾	-	-	22	21	3 667	3 500
Total	128 195	102 500	22	21	131 862	106 000

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 2014. Ces nombres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2014 :

(nombre de puits)	Puits de pétrole productifs		Puits de gaz productifs		Total des puits productifs	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Foster Creek	283	142	-	-	283	142
Christina Lake	119	60	-	-	119	60
Grand Rapids	2	2	-	-	2	2
Athabasca	-	-	286	274	286	274
Autres	3	3	-	-	3	3
Total	407	207	286	274	693	481

Foster Creek

Cenovus détient un intérêt économique direct de 50 pour cent dans Foster Creek, première exploitation commerciale du DGMV par Cenovus. 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 et au moyen de la technologie DGMV.

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

En 2014, la production des phases A à F de Foster Creek a été en moyenne de 59 172 barils par jour. La production de la phase F a débuté en septembre 2014 et devrait atteindre son plein rendement en 18 mois environ. Les travaux d'agrandissement de la phase G sont en cours et devraient augmenter la capacité de production de 30 000 barils bruts par jour supplémentaires. Les travaux d'agrandissement de la phase H, dont la capacité initiale prévue est de 30 000 barils bruts par jour, ont été reportés en réponse à la conjoncture économique actuelle. Les dépenses sont reportées jusqu'à ce que les prix du pétrole brut regagnent le terrain perdu.

En décembre 2014, Cenovus a reçu de l'Alberta Energy Regulator (« AER ») l'approbation de la phase J de Foster Creek, dont la capacité de production brute prévue est de 50 000 barils par jour. La capacité de production brute totale des phases A à J, y compris le travail d'optimisation, devrait atteindre 310 000 barils par jour.

Cenovus a réalisé avec succès des essais pilotes relativement à sa technologie Wedge Well^{MC} à Foster Creek suivant laquelle un puits supplémentaire est foré entre deux puits productifs jumelés pour produire du bitume qui est chauffé par la chaleur d'une chambre de vapeur située à proximité, mais qui n'est pas récupérable par les puits de production adjacents, et a mis cette nouvelle technologie en application. Cette technologie ne nécessite que très peu de vapeur supplémentaire et aide donc à réduire le ratio vapeur/pétrole dans son ensemble. En 2014, 22 puits ont été forés au moyen de la technologie Wedge Well^{MC} de la société (30 puits en 2013) à Foster Creek. Au 31 décembre 2014, 89 puits bruts de ce type étaient en production.

Cenovus exploite une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel d'une capacité de 80 mégawatts dans le cadre de ses activités d'exploitation par DGMV 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 un intérêt économique direct 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 2014, la production des phases A à E de Christina Lake a été en moyenne de 69 023 barils par jour. Un programme d'optimisation des phases C, D et E devrait augmenter la capacité de production d'un maximum de 22 000 barils bruts par jour vers la fin de 2015. Les travaux d'agrandissement de la phase F sont en cours (y compris la cogénération), et la capacité de production devrait atteindre 50 000 barils bruts par jour en 2016. Les travaux d'agrandissement de la phase G, dont la capacité initiale prévue est de 50 000 barils bruts par jour, ont été reportés. Les dépenses dans la phase G sont reportées jusqu'à ce que les prix du pétrole brut regagnent le terrain perdu.

Cenovus s'attend à recevoir, au cours du premier semestre de 2015, des organismes de réglementation l'approbation de la phase H, une phase de 50 000 barils bruts par jour. Avec l'ajout des phases F, G et H, Cenovus croit que Christina Lake a une capacité de production brute potentielle de 288 000 barils bruts par jour, qui pourrait aller jusqu'à 310 000 barils bruts par jour avec une optimisation.

En 2014, Cenovus a foré 24 puits bruts (11 puits en 2013) à Christina Lake au moyen de sa technologie Wedge Well^{MC} et, au 31 décembre 2014, 19 puits bruts de ce type étaient en production.

Au cours des dernières années, plusieurs innovations ont été apportées à la technologie de DGMV utilisée à Christina Lake. La technologie du PAS, qui fait actuellement l'objet d'essais pilotes à Christina Lake, est l'une de ces innovations majeures. Le PAS est une nouvelle amélioration apportée au DGMV qui devrait réduire l'impact sur l'environnement. Le PAS suppose l'injection d'un solvant avec de la vapeur. Le PAS devrait nécessiter moins de vapeur, ce qui réduira les émissions de gaz à effet de serre et la quantité d'eau utilisée par baril de pétrole et augmentera la production de pétrole et les taux de récupération du pétrole. S'appuyant sur les résultats des essais pilotes du PAS, Cenovus planifie de commercialiser la technologie PAS dans le cadre de la phase A de son projet de Narrows Lake.

Narrows Lake

Cenovus détient un intérêt économique direct 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. Le butane est le solvant qui devrait être utilisé à Narrows Lake et il est déjà présent en petite quantité dans le réservoir.

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 actuels des marchandises, Cenovus a suspendu les nouvelles dépenses dans la construction de la phase A jusqu'à ce que les prix du pétrole remontent. Cenovus a récemment confié Narrows Lake à l'équipe de gestion du projet de Christina Lake, situé tout près. 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.

En novembre 2014, Cenovus a reçu de l'AER l'approbation de son projet de DGMV à Telephone Lake dont la capacité de production initiale est de 90 000 barils par jour. Telephone Lake a une réserve dont la durée est estimée à 40 ans, une capacité de production totale évaluée à plus de 300 000 barils par jour, et son développement devrait se faire en plusieurs phases.

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 susjacente) n'est pas potable sans traitement. La couche d'eau susjacente 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 susjacente. 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.

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 DGVM dans la formation du Crétacé de Grand Rapids. Elle a foré une deuxième paire de puits au début de 2012 et une troisième paire de puits est prévue pour le premier trimestre de 2015. Les données sur ces paires de puits aideront à établir le rythme de développement futur de Grand Rapids.

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. Grand Rapids a une réserve dont la durée est estimée à 40 ans, et son développement devrait se faire en plusieurs phases.

Nouveaux projets

Cenovus possède certains autres nouveaux actifs, notamment les terrains de Steepbank et d'East McMurray qui sont situés dans la région de Borealis, au sud-ouest de Telephone Lake. En 2014, 21 puits stratigraphiques bruts ont été forés. Les données sur ces puits stratigraphiques serviront à établir le calendrier de développement futur.

Cenovus a mené à terme un programme pilote qui fait appel à un hélicoptère et à un appareil de forage léger expérimental, appelé le SkyStrat^{MC}, pour forer les puits d'exploration stratigraphiques. L'appareil de forage SkyStrat^{MC} est un nouvel appareil qui a été mis au point afin d'améliorer les programmes de forage stratigraphique dans les zones de sables bitumineux. Le transport de l'appareil par hélicoptère permet à Cenovus d'avoir accès à des emplacements de forage exploratoire éloignés tout au long de l'année et élimine la nécessité d'avoir des routes temporaires, ce qui réduit considérablement l'empreinte en surface et possiblement de 50 pour cent la quantité d'eau utilisée pour les activités de forage. Au cours des deuxième et troisième trimestres de 2014, cet appareil a servi à forer 14 puits stratigraphiques. La société a terminé la construction d'un deuxième appareil de forage SkyStrat^{MC} au quatrième trimestre de 2014.

Gaz de l'Athabasca

Cenovus produit du gaz naturel provenant de la région du polygone de tir aérien de Cold Lake et de plusieurs avoires 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 2009 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 15 millions de pieds cubes par jour en 2014 (16 millions de pieds cubes par jour en 2013). Le ministère de l'Énergie de l'Alberta a accordé un crédit de redevances d'une durée de dix 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 2014, les dépenses d'investissement de la société dans les sables bitumineux se sont élevées à 2,0 milliards de dollars et ont été principalement reliées à l'agrandissement de Foster Creek et de Christina Lake. La capacité de production de ces projets devrait augmenter pour se chiffrer à environ 288 000 barils bruts par jour lorsque la phase F de Foster Creek sera achevée. La phase F devrait atteindre son plein rendement de production dans les 18 mois, environ, qui suivent septembre 2014.

- Les dépenses d'investissement à Foster Creek ont visé surtout les agrandissements des phases F, G et H, les travaux des installations hors site des phases G et H, le forage de puits de maintien et les projets d'améliorations opérationnelles.
- Les dépenses d'investissement à Christina Lake ont porté surtout sur les agrandissements de phases F et G, l'optimisation des phases C, D et E, les travaux de construction des plateformes d'exploitation et des installations extérieures de la phase E, les programmes de puits de maintien, y compris l'utilisation de la technologie Wedge Well^{MC} de la société.
- Les dépenses d'investissement à Narrows Lake ont été consacrées principalement aux travaux d'ingénierie, aux approvisionnements et à la construction de l'usine de la phase A.
- Les dépenses d'investissement à Telephone Lake ont été affectées surtout aux travaux d'ingénierie préliminaires de l'installation centrale de traitement, au projet pilote d'évacuation de l'eau et au forage de puits d'exploration stratigraphiques.
- Les dépenses d'investissement à Grand Rapids ont porté essentiellement sur les coûts liés au projet pilote, le forage de puits d'exploration stratigraphiques et le démantèlement et le déplacement d'une installation existante de DGMV à Grand Rapids.

En raison des faibles prix du pétrole brut, les dépenses d'investissement de 2015 seront principalement consacrées à la poursuite de l'agrandissement de la phase G de Foster Creek et de la phase F de Christina Lake (y compris la cogénération) ainsi qu'à l'optimisation des phases C, D et E de Christina Lake. Des fonds seront également affectés au maintien de la production actuelle des phases de sables bitumineux déjà en place et au respect de toutes les obligations liées à l'entretien, à la sécurité, à la réglementation et aux contrats.

SECTEUR HYDROCARBURES CLASSIQUES

Les activités du secteur hydrocarbures classiques comprennent le développement et la production provenant des actifs de pétrole brut classique, de LGN et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan, y compris les actifs de pétrole lourd à Pelican Lake. Ce secteur englobe aussi la récupération assistée de pétrole par CO₂ à Weyburn 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, de la diversité du pétrole brut produit et des flux de trésorerie qu'ils génèrent.

Au 31 décembre 2014, Cenovus avait un portefeuille foncier établi d'environ 5,1 millions d'acres brutes (4,9 millions d'acres nettes), dont environ 3,3 millions d'acres brutes (3,2 millions d'acres nettes) sont développées. Elle est propriétaire des droits miniers sur environ 70 pour cent ou 4,5 millions d'acres nettes de ses terres conventionnelles (en fief), dont 2,5 millions d'acres sont développées. La production provenant des terres en fief compte pour environ 50 pour cent de la production totale classique de Cenovus. Les terres en fief dans lesquelles Cenovus maintient un intérêt économique direct sont assujetties à un impôt minier qui est généralement inférieur aux redevances versées au gouvernement ou à d'autres titulaires de droits miniers. Des 4,5 millions d'acres nettes de terres en fief, Cenovus loue plus de 2,0 millions d'acres à des tiers, ce qui pourrait donner lieu à un revenu de redevances. En 2014, Cenovus a récolté environ 7 600 barils d'équivalent de pétrole par jour de la production attribuable aux droits de redevances provenant des terres en fief. Cenovus loue des terres de la Couronne dans certaines régions de l'Alberta, principalement dans les formations géologiques du Crétacé inférieur, surtout dans la région de Suffield et en Saskatchewan.

Avoirs fonciers

(en milliers d'acres)	Superficie développée ²⁾		Superficie non développée ²⁾		Superficie totale ¹⁾		Intérêt économique direct moyen
	Brute	Nette	Brute	Nette	Brute	Nette	
Alberta							
Grassland ³⁾	976	961	49	47	1 025	1 008	98 %
Suffield	935	924	125	121	1 060	1 045	99 %
Langevin ⁴⁾	742	702	235	217	977	919	94 %
Pelican Lake ⁵⁾	126	125	224	210	350	335	96 %
Wainwright	343	322	190	186	533	508	95 %
Autres	38	13	164	138	202	151	75 %
Saskatchewan							
Weyburn	116	103	327	314	443	417	94 %
Bakken	14	13	183	182	197	195	99 %
Autres	7	3	19	19	26	22	86 %
Manitoba	5	5	252	252	257	257	100 %
Total	3 302	3 171	1 768	1 686	5 070	4 857	96 %

1) Comprend 2,1 millions d'acres brutes de terres en fief dans lesquelles Cenovus a un intérêt économique direct et 1,1 million d'acres brutes de terres en fief partiellement louées à des tiers. Ne comprend pas 1,3 million d'acres brutes de terres en fief entièrement louées à des tiers.

2) La superficie développée comprend 2,1 millions d'acres brutes de terres en fief et la superficie non développée, 1,1 million d'acres brutes de terres en fief.

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

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

5) Les avoirs fonciers qui chevauchent Grand Rapids et Pelican Lake 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 d'hydrocarbures classiques revenant à Cenovus pour les périodes indiquées :

(moyenne annuelle)	Pétrole brut et LGN (b/j)		Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Production totale ¹⁾ (bep/j)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Alberta						
Grassland ²⁾	8 923	7 720	232	252	47 590	49 720
Suffield	10 010	11 391	135	149	32 510	36 224
Langevin ³⁾	9 368	8 754	96	101	25 368	25 587
Pelican Lake	24 924	24 254	-	-	24 924	24 254
Wainwright ⁴⁾	4 687	4 668	2	3	5 020	5 168
Autres	8	9	-	2	8	342
Saskatchewan						
Weyburn	16 196	16 361	-	-	16 196	16 361
Shaunavon ⁵⁾	-	2 101	-	-	-	2 101
Bakken ⁴⁾	1 182	1 508	1	1	1 349	1 676
Autres	-	9	-	-	-	9
Total	75 298	76 775	466	508	152 965	161 442

1) Comprend la production provenant de terres en fief dans lesquelles Cenovus a un intérêt économique direct et les terres en fief dans lesquelles Cenovus a conservé des 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.

4) Cenovus a vendu des droits dans ses actifs de pétrole brut de Bakken et de Wainwright au deuxième et au troisième trimestres de 2014, respectivement. Cenovus a conservé des droits de redevances sur des terres en fief dans ces régions.

5) Au troisième trimestre de 2013, Cenovus a vendu son actif lié au pétrole de réservoirs étanches de Lower Shaunavon dans le sud de la Saskatchewan.

Puits productifs

Le tableau suivant résume les participations de Cenovus dans des puits productifs d'hydrocarbures classiques au 31 décembre 2014. Ces chiffres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2014 :

	Puits de pétrole productifs		Puits de gaz productifs		Total des puits productifs ¹⁾	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta						
Grassland ²⁾	410	403	8 832	8 683	9 242	9 086
Suffield	780	780	10 686	10 668	11 466	11 448
Langevin ³⁾	276	273	4 792	4 780	5 068	5 053
Pelican Lake	612	612	4	4	616	616
Wainwright	80	71	12	3	92	74
Autres	11	5	2	1	13	6
Saskatchewan						
Weyburn	656	414	-	-	656	414
Bakken	10	3	-	-	10	3
Autres	1	1	-	-	1	1
Total	2 836	2 562	24 328	24 139	27 164	26 701

1) Comprend les puits sur des terres en fief dans lesquelles Cenovus a un intérêt économique direct. Ne comprend pas les puits sur des terres en fief dans lesquelles Cenovus a uniquement des droits de redevances.

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

3) Les avoirs 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 CO₂ miscible et de polymères surfactants alcalins.

Cenovus exploite le plus grand projet d'injection de CO₂ miscible au monde. L'unité de Weyburn produit du pétrole brut acide léger à moyen à partir de la formation du Mississippian Midale et s'étend sur 78 sections de terrain dans le sud-est de la Saskatchewan. Au 31 décembre 2014, environ 64 pour cent de l'aménagement de la configuration d'injection de CO₂ approuvée avait été mené à bien à l'unité de Weyburn. Depuis la création du projet, environ 24 millions de tonnes de CO₂ ont été injectées dans le cadre du programme. Le CO₂ 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 en Saskatchewan. Cenovus a un intérêt économique direct de 62 pour cent dans la partie unifiée du champ de Weyburn, situé dans le sud-ouest de la Saskatchewan. Toutefois, après avoir tenu compte de l'obligation au titre des droits de redevances nets envers un tiers, l'intérêt économique de Cenovus est de 50 pour cent. Cenovus exploite au nom de l'unité et est propriétaire de 62 pour cent du pipeline de CO₂, à partir de Boundary Dam jusqu'à Weyburn.

Par l'injection de polymères dans des puits horizontaux pelicanisés, Cenovus produit du pétrole brut lourd à partir de la formation Wabiskaw du Crétacé à son terrain de Pelican Lake, 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 pétrole nets forés et les volumes de production de pétrole moyenne quotidienne pour les périodes indiquées :

	Puits forés nets ¹⁾		Production moyenne ²⁾			
			(b/j)			
	2014	2013	Léger/moyen	Lourd	2014	2013
Alberta						
Grassland ³⁾	42	44	8 224	7 004	-	-
Suffield	18	24	-	-	9 991	11 375
Langevin ⁴⁾	29	36	9 221	8 625	-	-
Wainwright ⁵⁾	4	39	42	40	4 631	4 616
Pelican Lake	25	49	-	-	24 924	24 254
Autres	1	6	8	8	-	-
Saskatchewan						
Weyburn	7	14	15 921	16 229	-	-
Shaunavon ⁶⁾	-	-	-	2 101	-	-
Bakken ⁵⁾	-	-	1 115	1 451	-	-
Autres	-	-	-	9	-	-
Total	126	212	34 531	35 467	39 546	40 245

1) Ne comprend pas les puits forés par des tiers sur des terres en fief.

2) Comprend la production sur des terres en fief dans lesquelles Cenovus a un intérêt économique direct et les terres en fief dans lesquelles elle conserve des droits de redevances.

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.

- 5) *Cenovus a vendu des droits dans ses actifs de pétrole brut de Bakken et de Wainwright au deuxième et au troisième trimestres de 2014, respectivement. Cenovus a conservé des droits de redevances sur des terres en fief dans ces régions.*
- 6) *Au troisième trimestre de 2013, Cenovus a vendu son actif lié au pétrole de réservoirs étanches de Lower Shaunavon dans le sud de la Saskatchewan.*

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 met l'accent 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 de l'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 au raffinage.

En 2014, la production de gaz naturel classique a été en moyenne de 466 Mpi³/j (508 Mpi³/j en 2013). Cenovus n'a pas foré de puits de gaz en 2014 ni en 2013.

Dépenses d'investissement

En 2014, les dépenses d'investissement de la société dans le secteur hydrocarbures classiques se sont établies à 840 millions de dollars et ont été principalement reliées au développement du pétrole de réservoirs étanches, aux travaux sur les installations et à l'utilisation accrue de l'injection de polymères à Pelican Lake. 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 est responsable du raffinage de pétrole brut en pétrole et en produits chimiques. Ce secteur coordonne les initiatives de commercialisation et de transport de Cenovus afin d'optimiser la valeur des produits de Cenovus.

Raffinage

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 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. En 2015, les raffineries ont une capacité de traitement établie combinée d'environ 460 000 barils bruts par jour de pétrole brut (460 000 barils bruts par jour en 2014), y compris une capacité de traitement de pétrole brut lourd pouvant atteindre 255 000 barils bruts par jour.

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

Activités de raffinage ¹⁾	2014	2013
Capacité de pétrole brut (kb/j)	460	457
Livraison de pétrole brut (kb/j)	423	442
Pétrole lourd	199	222
Léger/moyen	224	220
Utilisation du pétrole brut (%)	92	97
Produits raffinés (kb/j)		
Essence	231	232
Distillats	137	144
Autres	77	87
Total	445	463

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 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. La raffinerie de Wood River est l'un des principaux fournisseurs de carburéacteur du Lambert International Airport, à St. Louis, et du O'Hare International Airport à Chicago.

Tout au long de 2014, et il en sera de même pour 2015, la raffinerie de Wood River a eu une capacité de traitement établie de 314 000 barils bruts par jour. 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 (« CORE »), 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 2014, 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 2014, et il en sera de même pour 2015, 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 est de 45 000 barils bruts par jour.

Commercialisation

Le groupe de commercialisation de Cenovus s'attache à améliorer le prix net que la société obtient de sa production. Dans le cadre de ces activités, le groupe effectue des achats et des ventes de pétrole brut et de gaz naturel provenant de tiers qui procurent une souplesse sur le plan de l'exploitation en ce qui a trait aux engagements de transport, à la qualité des produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle. Cenovus cherche également à atténuer le risque propre au marché associé aux flux de trésorerie futurs en concluant divers contrats de gestion des risques à l'égard des produits fabriqués. Des renseignements sur ces opérations figurent dans les notes des états financiers consolidés audités de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Commercialisation du pétrole brut

Le groupe de commercialisation du pétrole brut de Cenovus gère la commercialisation du pétrole brut des activités en amont de la société. Il a pour objectif de vendre la production afin d'obtenir le meilleur prix en tenant compte des contraintes d'un portefeuille de vente diversifié ainsi que d'obtenir les condensats et d'en gérer l'approvisionnement, les stocks et l'entreposage afin de combler les besoins en diluants.

Commercialisation du gaz naturel

Cenovus gère également la commercialisation de son gaz naturel, qui est principalement vendu à des entreprises industrielles, à d'autres producteurs et à des sociétés de commercialisation de l'énergie. Les prix qu'elle reçoit sont établis principalement en fonction des indices de prix en vigueur pour le gaz naturel. Les prix sont tributaires du prix des carburants des concurrents et de l'offre et de la demande régionales de gaz naturel en Amérique du Nord.

Transport

Le groupe de transport de Cenovus est déterminé à accéder à des marchés lucratifs et à garantir l'accès aux marchés futurs. Cenovus soutient activement divers projets de nouveaux pipelines qui faciliteront l'accès à des nouveaux marchés aux États-Unis et outre-mer. Au 31 décembre 2014, Cenovus avait conclu divers engagements de transport fermes totalisant 28 milliards de dollars, dont la plupart visent des pipelines qui sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation. Le carnet d'engagements de transport de la société comprend des canalisations d'aménage en provenance de ses régions productives à destination des centres commerciaux d'Edmonton et de Hardisty 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.

Au quatrième trimestre de 2014, Cenovus a augmenté sa capacité de transport ferroviaire pour la porter à 30 000 barils par jour. La société a pour objectif à long terme de réserver aux solutions de transport jusqu'à 50 pour cent de la production commercialisable, ce qui signifie une augmentation de la capacité de transport ferroviaire pour qu'elle atteigne entre 10 et 20 pour cent de la production commercialisable.

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

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

Les réserves de la société sont principalement situées en Alberta et en Saskatchewan, au Canada. Cenovus a retenu les services de deux évaluateurs de réserves qualifiés indépendants (« ERQI »), McDaniel and Associates Consultants Ltd. (« McDaniel ») et GLJ Petroleum Consultants Ltd. (« GLJ »), pour qu'ils évaluent tous les ans la totalité de ses réserves de bitume, de pétrole lourd, de pétrole léger et moyen, de LGN, de gaz naturel et de méthane de houille et préparent des rapports sur celles-ci. McDaniel a évalué environ 96 pour cent des réserves prouvées totales de Cenovus, situées partout en Alberta, et GLJ a évalué environ 4 pour cent des réserves prouvées totales de la société, situées partout en Saskatchewan et au Manitoba. Cenovus a également retenu les services de McDaniel pour qu'elle évalue la totalité de ses ressources éventuelles et prometteuses de bitume.

Le comité des réserves du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil »), composé d'administrateurs du conseil 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 la direction et chaque ERQI de façon indépendante 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 aux ressources et le rapport des ERQI sur celles-ci, fournit une recommandation concernant l'approbation de l'information relative aux réserves et aux ressources au conseil.

La majeure partie des réserves de bitume de Cenovus seront récupérées et produites au moyen de la technologie de DGMV, qui consiste à injecter de la vapeur dans des puits horizontaux forés dans la formation de bitume et à récupérer le bitume réchauffé et l'eau à partir de puits productifs situés sous les puits d'injection. Cette technique laisse une empreinte en surface comparable à celle de la production de pétrole classique. Cenovus n'a aucune réserve de bitume qui nécessite des techniques d'extraction pour récupérer le bitume.

La classification des réserves comme des réserves prouvées ou probables ne constitue qu'un effort de définition du niveau de certitude associé aux estimations. Il existe de nombreuses incertitudes inhérentes à l'estimation des quantités de réserves de bitume, de pétrole et de gaz naturel. 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 des renseignements communiqués. 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 11 février 2015, avec prise d'effet le 31 décembre 2014. McDaniel a préparé les renseignements en date du 12 janvier 2015, et GLJ, en date du 9 janvier 2015.

COMMUNICATION DES 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 des 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 d'administration, des coûts associés à la réglementation environnementale, de l'incidence de toutes opérations de couverture ou des responsabilités associées à certains abandons ainsi que de tous les coûts liés aux puits, aux pipelines et aux installations et à la remise en état. Les produits des activités ordinaires nets futurs ont été présentés avant et après impôt.

Cenovus possède des droits en fief importants qui génèrent, pour son compte, une production faite par des tiers qui louent ces terrains (la « production attribuable aux droits de redevances »). Au 31 décembre 2014, environ 2,4 millions d'acres dans tout le sud-est de l'Alberta et le sud de la Saskatchewan et du Manitoba étaient louées à des tiers. Conformément au Règlement 51-101, seuls les volumes après redevances présentés aux présentes comprennent les réserves associées à cette production attribuable aux droits de redevances (les « réserves attribuables aux droits de redevances »).

Sommaire de la participation de la société dans les réserves de pétrole et de gaz au 31 décembre 2014
(Prix et coûts prévisionnels)

	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi ³)
Avant redevances ¹⁾				
Réserves prouvées				
Développées exploitées	197	114	94	778
Développées inexploitées	41	2	4	14
Non développées	1 732	40	22	4
Réserves prouvées totales	1 970	156	120	796
Réserves probables	1 330	123	46	260
Somme des réserves prouvées totales et des réserves probables	3 300	279	166	1 056

	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi ³)
Après redevances ²⁾				
Réserves prouvées				
Développées exploitées	159	97	84	793
Développées inexploitées	31	1	3	14
Non développées	1 306	36	18	4
Réserves prouvées totales	1 496	134	105	811
Réserves probables	1 005	97	40	252
Somme des réserves prouvées totales et des réserves probables	2 501	231	145	1 063

	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi ³)
Droits de redevances				
Réserves prouvées				
Développées exploitées	-	1	6	40
Développées inexploitées	-	-	-	-
Non développées	-	-	-	-
Réserves prouvées totales	-	1	6	40
Réserves probables	-	1	2	12
Somme des réserves prouvées totales et des réserves probables	-	2	8	52

1) Ne comprend pas les réserves attribuables aux droits de redevances.

2) Comprend les réserves attribuables aux droits de redevances.

Sommaire de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs au 31 décembre 2014

(Prix et coûts prévisionnels)

	Au taux d'actualisation par année (en millions de dollars)					Valeur unitaire au taux d'actualisation de 10 % ¹⁾
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	\$/bep
Avant charges d'impôts						
Réserves prouvées						
Développées exploitées	13 715	10 972	9 135	7 845	6 894	19,31
Développées inexploitées	1 471	1 096	848	678	556	22,33
Non développées	58 310	25 769	13 177	7 456	4 504	9,69
Réserves prouvées totales	73 496	37 837	23 160	15 979	11 954	12,38
Réserves probables	58 033	19 036	8 364	4 571	2 854	7,07
Somme des réserves prouvées totales et des réserves probables	131 529	56 873	31 524	20 550	14 808	10,32

1) Les valeurs unitaires ont été calculées en utilisant la part des réserves après redevances de la société.

**Au taux d'actualisation par année
(en millions de dollars)**

Après charges d'impôts ¹⁾	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
Réserves prouvées					
Développées exploitées	10 984	8 815	7 347	6 313	5 549
Développées inexploitées	1 088	822	642	518	428
Non développées	44 659	19 422	9 819	5 501	3 290
Réserves prouvées totales	56 731	29 059	17 808	12 332	9 267
Réserves probables	43 148	14 157	6 185	3 349	2 071
Somme des réserves prouvées totales et des réserves probables	99 879	43 216	23 993	15 681	11 338

1) 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 2014.

Produits des activités ordinaires nets futurs totaux (non actualisés) au 31 décembre 2014

(Prix et coûts prévisionnels) (en millions de dollars)

Catégorie de réserves					Produits des activités ordinaires nets futurs avant charges d'impôts futurs		Produits des activités ordinaires nets futurs après charges d'impôts futurs	
	Produits	Redevances	Charges d'exploitation	Frais de développement	Coûts d'abandon ¹⁾	Charges d'impôts futurs	Charges d'impôts futurs	Charges d'impôts futurs
Réserves prouvées	193 934	44 022	54 957	20 084	1 376	73 496	16 765	56 731
Réserves prouvées et probables	349 344	81 047	96 545	38 476	1 747	131 529	31 650	99 879

1) Les coûts d'abandon comprennent uniquement les coûts d'abandon de fonds de puits pour les puits dont il est tenu compte dans l'évaluation des réserves par les ERQI. Les coûts d'abandon d'autres puits, ainsi que les coûts de remise en état en surface, de récupération des actifs et de remise en état des sites des installations, ne sont pas inclus.

Produits des activités ordinaires nets futurs par groupes de production au 31 décembre 2014

(Prix et coûts prévisionnels)

Catégorie de réserves	Groupe de production	Produits des activités ordinaires nets futurs avant charges d'impôts (au taux d'actualisation de 10 % par année) (en millions de dollars)		Valeur unitaire (part des réserves après redevances de la société) (\$/bep)
Réserves prouvées	Bitume	17 745	11,86	
	Pétrole lourd	1 789	13,30	
	Pétrole brut léger et moyen et LGN	2 486	23,63	
	Gaz naturel	1 140	8,43	
	Total	23 160	12,38	
Réserves prouvées et probables	Bitume	23 560	9,42	
	Pétrole lourd	3 044	13,15	
	Pétrole brut léger et moyen et LGN	3 356	23,11	
	Gaz naturel	1 564	8,83	
	Total	31 524	10,32	

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.
- Les chiffres présentés peuvent être arrondis et le total des colonnes peut ne pas correspondre à la somme des chiffres en raison de l'arrondissement.

Définitions

1. **Après redevances** désigne les volumes après déduction des redevances et incluent les droits de redevances.
2. **Avant redevances** désigne les volumes avant déduction des redevances et excluent les droits de redevances.
3. **Participation de la société** désigne, en ce qui concerne la production, les réserves, les ressources et les terrains, les participations (exploitées ou inexploitées) que Cenovus détient.
4. **Brut** désigne : a) en ce qui concerne les puits, le nombre total de puits dans lesquels Cenovus détient une participation; et b) en ce qui concerne les terrains, la superficie totale des terrains dans lesquels Cenovus détient une participation.
5. **Net** désigne : a) en ce qui concerne les puits, le nombre de puits obtenu en regroupant les intérêts économiques directs 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 son intérêt économique direct.
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.

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.
7. **Réserves attribuables aux droits de redevances** désigne les réserves relatives au droit de redevances de Cenovus sur des terrains à l'égard desquels la société détient des titres de propriété en fief et qui ont été loués à des tiers, plus les réserves relatives à d'autres droits de redevances, comme les redevances dérogatoires auxquelles Cenovus a droit.
 8. **Production attribuable aux droits de redevances** désigne la production relative aux droits de redevances de Cenovus sur les terrains à l'égard desquels la société détient des titres de propriété en fief et qui ont été

loués à des tiers, plus la production relative à d'autres droits de redevances, comme les redevances dérogatoires auxquelles Cenovus a droit.

Hypothèses de prix

Les hypothèses de prix et de coûts prévisionnels supposent le maintien en vigueur des lois actuelles et prennent l'inflation en considération en ce qui a trait aux frais d'exploitation et aux dépenses d'investissement futurs. Les prix prévisionnels sont fournis dans le tableau qui suit et reflètent les prix prévisionnels de McDaniel au 1^{er} janvier 2015, tels qu'ils sont mentionnés dans le Sommaire de prix prévisionnels de McDaniel & Associates Consultants Ltd. en date du 1^{er} janvier 2015. Pour connaître les prix antérieurs réalisés au cours de 2014, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Historique de la production » dans la présente notice annuelle.

Année	Pétrole					Gaz naturel		
	WTI à Cushing (Oklahoma) (\$ US/b)	Prix au pair à Edmonton 40 API (\$ CA/b)	Pétrole brut moyen à Cromer 29,3 API (\$ CA/b)	Pétrole lourd à Hardisty 12 API (\$ CA/b)	Western Canadian Select (\$ CA/b)	Prix AECO (\$ CA/MBTU)	Taux d'inflation (%/année)	Taux de change (\$ US/\$ CA)
2015	65,00	68,60	64,50	51,10	57,60	3,50	2	0,860
2016	75,00	83,20	78,20	62,00	69,90	4,00	2	0,860
2017	80,00	88,90	83,60	66,20	74,70	4,25	2	0,860
2018	84,90	94,60	88,90	70,50	79,50	4,50	2	0,860
2019	89,30	99,60	93,60	74,20	83,70	4,70	2	0,860
2020	93,80	104,70	98,40	78,00	87,90	5,00	2	0,860
2021	95,70	106,90	100,50	79,60	89,80	5,30	2	0,860
2022	97,60	109,00	102,50	81,20	91,60	5,50	2	0,860
2023	99,60	111,20	104,50	82,80	93,40	5,70	2	0,860
2024	101,60	113,50	106,70	84,60	95,30	5,90	2	0,860
2025	103,60	115,70	108,80	86,20	97,20	6,00	2	0,860
Par la suite	+ 2 %/année	+ 2 %/année	+ 2 %/année	+ 2 %/année	+ 2 %/année	+ 2 %/année	2	0,860

Frais de développement futurs

Le tableau qui suit présente les frais de développement non actualisés déduits de l'estimation des produits des activités ordinaires nets futurs calculés en fonction des prix et des coûts prévisionnels pour les années indiquées :

Catégorie de réserves

(en millions de dollars)	2015	2016	2017	2018	2019	Reste	Total
Réserves prouvées	1 231	834	949	1 004	1 044	15 022	20 084
Réserves prouvées et probables	1 437	1 531	1 390	1 341	1 305	31 472	38 476

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.

Rapprochement des réserves

Les tableaux qui suivent fournissent un rapprochement de la participation de la société avant les réserves attribuables aux droits de redevances pour le bitume, le pétrole lourd, le pétrole léger et moyen et les LGN, et le gaz naturel pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, présenté en fonction des coûts et des prix prévisionnels. Toutes les réserves sont situées au Canada.

Participation de la société avant redevances

Rapprochement des réserves par types de produit principal et par catégories de réserves

(Prix et coûts prévisionnels)

	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi ³)
Prouvées				
31 décembre 2013	1 846	179	115	865
Extensions et récupération améliorée	108	14	17	23
Découvertes	-	-	-	-
Révisions techniques	63	(13)	1	98
Facteurs économiques	-	-	-	(12)
Acquisitions	-	-	-	2
Sorties d'actifs	-	(10)	(1)	(5)
Production ¹⁾	(47)	(14)	(12)	(175)
31 décembre 2014	1 970	156	120	796

	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi ³)
Probables				
31 décembre 2013	683	140	50	300
Extensions et récupération améliorée	648	7	-	13
Découvertes	-	-	-	-
Révisions techniques	(1)	(21)	(3)	(47)
Facteurs économiques	-	-	-	(5)
Acquisitions	-	-	-	-
Sorties d'actifs	-	(3)	(1)	(1)
Production ¹⁾	-	-	-	-
31 décembre 2014	1 330	123	46	260

	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi ³)
Prouvées et probables				
31 décembre 2013	2 529	319	165	1 165
Extensions et récupération améliorée	756	21	17	36
Découvertes	-	-	-	-
Révisions techniques	62	(34)	(2)	51
Facteurs économiques	-	-	-	(17)
Acquisitions	-	-	-	2
Sorties d'actifs	-	(13)	(2)	(6)
Production ¹⁾	(47)	(14)	(12)	(175)
31 décembre 2014	3 300	279	166	1 056

¹⁾ La production utilisée pour le rapprochement 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 du rapprochement 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 et les réserves prouvées et probables de bitume ont augmenté d'environ 7 et 30 pour cent, respectivement. Les augmentations enregistrées à Christina Lake sont principalement le fait de l'agrandissement considérable de la zone et du rendement accru du réservoir. Les augmentations à Foster Creek découlent principalement de l'obtention de l'approbation des organismes de réglementation visant l'agrandissement de la zone de développement.

Les réserves de pétrole lourd ont diminué d'environ 13 pour cent, surtout en raison des reports de production et de forage, de la disposition des actifs de Wainwright que l'augmentation de l'injection de polymères et le forage intercalaire à Pelican Lake ont partiellement contrebalancée, et de la comptabilisation d'un puits de développement horizontal à Elk Point. Les réserves probables de pétrole lourd ont diminué d'environ 12 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 13 pour cent.

Les réserves prouvées de pétrole léger et moyen et de LGN ont augmenté de quatre pour cent. Les augmentations résultent des zones d'injection d'eau et de CO₂ à Weyburn et du développement à Grassland. Les réserves probables de pétrole léger et moyen et de LGN ont diminué d'environ huit pour cent surtout en raison de la conversion des réserves probables en réserves prouvées. Dans l'ensemble, les réserves prouvées et probables de pétrole léger et moyen et de LGN ont légèrement augmenté, principalement en raison de l'agrandissement du projet d'injection de CO₂ à Weyburn, partiellement contrebalancée par la production et par la disposition du terrain de Bakken.

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

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* (le « manuel COGE »). En règle générale, il est prévu que les réserves non développées seront développées au cours des 40 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 ³)	
	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	1 433	1 287	73	55	53	25	300	24
2012	284	1 532	20	61	3	22	-	6
2013	158	1 629	1	47	3	15	-	4
2014	161	1 732	7	40	11	21	4	4

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 ³)	
	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	917	467	57	47	29	22	54	35
2012	182	646	9	42	5	24	-	16
2013	145	649	56	86	1	17	-	16
2014	649	1 293	5	76	8	15	7	11

DÉVELOPPEMENT DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES NON DÉVELOPPÉES

Bitume

À la fin de 2014, Cenovus avait des réserves prouvées non développées de bitume de 1 732 millions de barils avant redevances, soit environ 88 pour cent du total des réserves prouvées totales de bitume de la société. De ses 1 330 millions de barils de réserves probables de bitume, 1 293 millions de barils, ou environ 97 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 les ERQI 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, comme dans les formations de carbonate Grosmont et 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 ne sont pas situées dans une région approuvée dans les plans de développement. La norme utilisée par nos ERQI 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 45 ans en fonction des installations existantes. La durée de la production à partir de la partie prouvée actuellement développée est estimée à environ 14 ans.

Pétrole brut

Cenovus a un important projet de récupération assistée de pétrole (« RAP ») moyen par injection de CO₂ 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 trente-cinq ans, par le forage de puits supplémentaires au cours des cinq prochaines années ainsi que par la poursuite des injections de CO₂ pendant de nombreuses années par la suite. À Pelican Lake, l'investissement dans les réserves prouvées non développées devrait se poursuivre pendant cinq 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 ».

RESSOURCES ÉVENTUELLES ET PROMETTEUSES

Cenovus retient les services de McDaniel pour l'évaluation de la totalité des ressources éventuelles et prometteuses de bitume de la société et la préparation de rapports à cet égard. Les évaluations de McDaniel sont faites à partir de données pétrophysiques, géologiques, techniques, financières et comptables fondamentales. Des procédés et des procédures existent pour s'assurer que McDaniel reçoit tous les renseignements pertinents. Les ressources éventuelles et prometteuses sont estimées au moyen de calculs en fonction du volume des quantités sur place, combinés au rendement de réservoirs comparables. Les actifs qui produisent actuellement à partir de la formation McMurray-Wabiskaw de Foster Creek et de Christina Lake servent de comparateurs pour une estimation des ressources éventuelles et prometteuses dans ces régions. D'autres régions servant de comparateurs sont utilisées pour l'estimation des ressources éventuelles et prometteuses de Cenovus dans la formation de Grand Rapids, dans la région de Greater Pelican, dans la formation McMurray du terrain de Telephone Lake et dans la formation Clearwater de la région de Foster Creek. McDaniel teste également les ressources éventuelles afin de déterminer leur viabilité économique en ayant recours aux mêmes prix et coûts prévisionnels que ceux utilisés pour les réserves de Cenovus (se reporter à la rubrique « Hypothèses de prix » de la présente notice annuelle).

Cette évaluation présume que la grande majorité des ressources en bitume de Cenovus seront récupérées et produites au moyen de technologies de DGMV et que seule une petite partie de celles-ci sera vraisemblablement mise en valeur au moyen d'une stimulation effectuée par injection cyclique de vapeur (« SICV ») des technologies établies. Le DGMV suppose l'injection de vapeur dans des puits horizontaux forés dans la formation de bitume et la récupération du bitume chauffé et de l'eau de puits de production situés sous les puits d'injection. La SICV suppose l'injection de vapeur dans un puits et la production d'eau et de bitume chauffé par la suite du même puits de forage. Ces cycles en alternance d'injection et de production sont répétés un certain nombre de fois pour un puits de forage donné. Ces deux techniques ont une empreinte de surface comparable à celle de la production de pétrole classique. Cenovus n'a aucune ressource de bitume dont la récupération nécessite l'utilisation de techniques d'extraction.

La totalité des ressources éventuelles et prometteuses actuelles de Cenovus sont associées à des formations de clastite ou de grès. Cenovus a également repéré des quantités importantes de bitume dans la formation de carbonate de Grosmont, à l'égard de laquelle elle possède des droits miniers considérables. Des essais pilotes du procédé de récupération par DGMV en zone carbonatée sont actuellement en cours dans la formation de carbonates de Grosmont à plusieurs milles des terrains de Cenovus, mais la viabilité commerciale n'a pas encore

été établie. Cenovus a entrepris les travaux sur ses propres projets pilotes à l'égard de la production de bitume provenant de la formation carbonatée de Grosmont.

En plus des définitions des réserves fournies dans les rubriques précédentes, la terminologie suivante du manuel COGE ainsi que les directives émanant des autorités canadiennes en valeurs mobilières ont été utilisées pour préparer les renseignements qui suivent.

Les **ressources éventuelles** désignent les quantités de bitume qu'on estime, à une date donnée, pouvoir récupérer de gisements connus au moyen de techniques établies ou en cours d'élaboration, mais qui ne sont pas considérées actuellement comme récupérables d'un point de vue commercial en raison d'une ou de plusieurs éventualités. Ces éventualités peuvent comprendre des facteurs comme des questions d'ordre économique, juridique, environnemental, politique et réglementaire ou l'absence de marché. Il convient également de classer dans les ressources éventuelles les quantités récupérables découvertes estimatives associées à un projet qui en est à ses débuts. Les ressources éventuelles sont de plus classées en fonction du niveau de certitude associé aux estimations et peuvent être classées en sous-catégories en fonction de l'état d'avancement du projet et/ou selon leur situation économique.

Les estimations de McDaniel n'ont pas été rajustées en fonction du risque associé aux possibilités de développement. Cenovus a choisi de ne pas communiquer les volumes de ressources éventuelles qui dépendent de techniques en cours d'élaboration, car de grandes incertitudes entourent encore le développement de ces volumes.

Les **ressources éventuelles économiques** sont les ressources éventuelles qui, à l'heure actuelle, sont récupérables, d'un point de vue économique, selon les prévisions spécifiques des prix et des coûts des marchandises. Seules les ressources éventuelles de bitume déterminées en fonction d'une technologie établie et jugées économiques, compte tenu des mêmes hypothèses de prix des marchandises que celles utilisées pour l'évaluation des réserves de 2014, sont communiquées dans la présente notice annuelle.

Les **éventualités** qui doivent être surmontées afin de permettre la reclassification de ressources éventuelles en réserves peuvent être qualifiées d'économiques, de non techniques et de techniques. Le manuel COGE caractérise les éventualités non techniques comme des questions d'ordre juridique, environnemental, politique et réglementaire ou qui découlent d'une absence de marché. Les éventualités techniques comprennent l'infrastructure disponible et la justification du projet. Les éventualités non résolues applicables aux ressources économiques éventuelles de Cenovus ne comprennent pas les éventualités économiques.

Les ressources éventuelles de bitume de Cenovus sont situées dans quatre régions générales : Foster Creek, Christina Lake, Borealis et la région de Greater Pelican. À Foster Creek et à Christina Lake, Cenovus a des ressources éventuelles économiques situées à l'extérieur des zones visées par des projets de développement dont l'approbation a été reçue. L'agrandissement des zones visées par des projets de développement nécessite l'approbation des organismes de réglementation afin de permettre la reclassification de ces ressources éventuelles économiques en réserves. Le calendrier de ces demandes d'approbation est fonction du rythme des forages de développement, lui-même lié à un plan de développement ordonné qui maximise l'utilisation des installations de production de vapeur et optimise en fin de compte la production, l'utilisation des capitaux et la valeur.

Dans la région de Borealis, Cenovus a obtenu des organismes de réglementation l'approbation d'un projet de développement concernant le terrain de Telephone Lake, lequel facilitera la reclassification de certaines ressources éventuelles économiques en réserves. D'autres zones de la région de Borealis nécessitent des résultats supplémentaires provenant de l'activité de forage de délimitation et de l'acquisition de données sismiques supplémentaires en vue de présenter des demandes de projet de développement aux organismes de réglementation. Le forage de puits d'exploration stratigraphiques et l'acquisition de données sismiques se poursuivent dans ces zones en vue du commencement du projet. Actuellement, une capacité d'expédition par pipeline suffisante est également considérée comme une éventualité.

Dans la région de Greater Pelican, Cenovus a obtenu des organismes de réglementation l'approbation d'un projet de développement initial concernant le terrain de Grand Rapids. Les travaux relatifs au projet pilote portent encore sur la validation des hypothèses techniques et envisagent des stratégies de développement optimales. La reclassification de ressources éventuelles en réserves dans la région de Greater Pelican dépend de la justification d'un projet de développement à grande échelle, d'autres approbations des organismes de réglementation concernant le développement et de l'approbation du projet.

Les **ressources prometteuses** désignent les quantités de bitume qu'on estime, à une date donnée, pouvoir récupérer éventuellement de gisements non découverts au moyen de projets de développement futurs. Les ressources prometteuses présentent à la fois des possibilités de découverte et des possibilités de développement. Elles sont classées en fonction du degré de certitude qui se rattache aux estimations des quantités récupérables, en présumant qu'elles seront découvertes et développées, et peuvent être classées dans des sous-catégories selon la maturité du projet. L'estimation des ressources prometteuses n'a pas été rajustée en fonction du risque associé aux possibilités de découverte ou aux possibilités de développement.

La meilleure estimation est considérée comme la meilleure estimation de la quantité de ressources pouvant être réellement récupérée. La probabilité que les quantités restantes récupérées soient supérieures ou inférieures à la meilleure estimation est la même. Les ressources qui sont visées par la meilleure estimation ont une probabilité de 50 pour cent que les quantités récupérées réellement seront égales ou supérieures à l'estimation.

L'estimation basse est considérée comme une estimation prudente de la quantité de ressources pouvant être réellement récupérée. Il est probable que les quantités restantes récupérées soient supérieures à l'estimation basse. Les ressources qui se situent dans la fourchette de l'estimation basse présentent le plus haut niveau de certitude, soit une probabilité de 90 pour cent, que les quantités réellement récupérées seront égales ou supérieures à l'estimation.

L'estimation haute est considérée comme une estimation optimiste de la quantité de ressources pouvant être réellement récupérée. Il est peu probable que les quantités restantes de ressources réellement récupérées seront égales ou supérieures à l'estimation haute. Les ressources qui se situent dans la fourchette de l'estimation haute présentent le plus bas niveau de certitude, soit une probabilité de 10 pour cent, que les quantités réellement récupérées seront égales ou supérieures à l'estimation.

Les ressources éventuelles économiques ont été estimées pour les projets distincts puis ensuite regroupées aux fins de leur communication. Les volumes à estimation haute et à estimation basse sont des sommes arithmétiques d'estimations multiples qui, selon les principes statistiques, peuvent être trompeurs quant aux volumes pouvant réellement être récupérés. Parce que les résultats sont additionnés aux fins de leur communication, les résultats de l'estimation basse présentés peuvent avoir une probabilité supérieure à celle dégagée par l'estimation des projets distincts, et les résultats de l'estimation haute peuvent avoir une probabilité inférieure à celle dégagée par l'estimation des projets distincts.

Ressources éventuelles et prometteuses économiques

Quote-part de la société avant redevances (en milliards de barils)	31 décembre 2014	31 décembre 2013
Ressources éventuelles économiques ¹⁾		
L'estimation basse	6,6	7,0
La meilleure estimation	9,3	9,8
L'estimation haute	12,9	13,6
Ressources prometteuses ²⁾		
L'estimation basse	4,4	4,5
La meilleure estimation	7,5	7,5
L'estimation haute	12,7	12,6

1) Rien ne garantit qu'il sera commercialement viable de produire une partie quelconque des ressources éventuelles.

2) Rien ne garantit qu'une partie donnée des ressources prometteuses sera découverte. En cas de découverte, rien ne garantit qu'il serait commercialement viable de produire une partie quelconque des ressources prometteuses. La viabilité économique des ressources prometteuses n'est pas vérifiée.

La meilleure estimation des ressources éventuelles économiques de bitume a diminué de 0,5 milliard de barils, ou de cinq pour cent, par rapport à 2013. Cette diminution est principalement attribuable à la conversion substantielle de ressources éventuelles en réserves prouvées et probables à Christina Lake et à Foster Creek.

La meilleure estimation des ressources prometteuses de bitume est restée stable par rapport à 2013, principalement en raison de conversions en ressources éventuelles à Borealis attribuées au forage stratigraphique, contrebalancées par des augmentations des données mises en correspondance à Grand Rapids.

Un rapprochement annuel plus détaillé est présenté dans le tableau qui suit :

Réserves prouvées et probables, ressources éventuelles et ressources prometteuses de bitume Rapprochements et transferts de catégorie

Quote-part de la société avant redevances (en milliards de barils)	Réserves prouvées et probables	Meilleure estimation des ressources éventuelles ¹⁾	Meilleure estimation des ressources prometteuses ²⁾
31 décembre 2013	2,529	9,8	7,5
Transferts entre catégories			
Ajouts en provenance d'autres catégories de ressources	0,756	-	-
Diminutions en faveur d'autres catégories de ressources	-	(0,8)	-
Ajouts et révisions, déduction faite des transferts	0,060	0,3	-
Acquisitions et sorties d'actifs, montant net	-	-	-
Production	(0,045)	-	-
31 décembre 2014	3,300	9,3	7,5

1) Rien ne garantit qu'il sera commercialement viable de produire une partie quelconque des ressources éventuelles.

2) Rien ne garantit qu'une partie donnée des ressources prometteuses sera découverte. En cas de découverte, rien ne garantit qu'il serait commercialement viable de produire une partie quelconque des ressources prometteuses. La viabilité économique des ressources prometteuses n'est pas vérifiée.

Cenovus modifie systématiquement le classement de ses ressources prometteuses de bitume en les transférant aux ressources éventuelles, puis aux réserves et, en bout de ligne, à la production. Par exemple, le programme de forage de puits stratigraphiques dans la région de Borealis a transféré certaines ressources prometteuses à la catégorie des ressources éventuelles. La diminution générale des ressources prometteuses est le résultat prévu d'un programme fructueux de forage de puits stratigraphiques, qui convertit les ressources non découvertes en ressources découvertes.

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 2014 :

Puits productifs ^{1) 2)}	Pétrole		Gaz		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta						
Sables bitumineux	407	207	286	274	693	481
Classique	2 169	2 144	24 328	24 139	26 497	26 283
Total en Alberta	2 576	2 351	24 614	24 413	27 190	26 764
Saskatchewan	667	418	-	-	667	418
Total	3 243	2 769	24 614	24 413	27 857	27 182

1) Ne comprend pas divers droits de redevances à l'égard de 9 023 puits de gaz naturel et de 3 852 puits de pétrole brut productifs.

2) Comprend les puits à multiples complétions : 22 199 puits bruts de gaz naturel (22 036 puits nets) et 1 240 puits bruts de pétrole brut (1 117 puits nets).

Puits non productifs ¹⁾	Pétrole		Gaz		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta						
Sables bitumineux	21	13	446	335	467	348
Classique	767	747	981	952	1 748	1 699
Total en Alberta	788	760	1 427	1 287	2 215	2 047
Saskatchewan	138	91	7	7	145	98
Total	926	851	1 434	1 294	2 360	2 145

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 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 pour les périodes indiquées :

Puits d'exploration forés	Sables bitumineux		Classique		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
2014 :						
Pétrole	-	-	1	1	1	1
Gaz	-	-	-	-	-	-
Secs et abandonnés	-	-	-	-	-	-
Intérêt économique direct total	-	-	1	1	1	1
Redevances	-	-	10	-	10	-
Total au Canada	-	-	11	1	11	1
2013 :						
Pétrole	-	-	6	6	6	6
Gaz	-	-	-	-	-	-
Secs et abandonnés	-	-	-	-	-	-
Intérêt économique direct total	-	-	6	6	6	6
Redevances	-	-	9	-	9	-
Total au Canada	-	-	15	6	15	6
2012 :						
Pétrole	-	-	8	7	8	7
Gaz	-	-	-	-	-	-
Secs et abandonnés	-	-	-	-	-	-
Intérêt économique direct total	-	-	8	7	8	7
Redevances	-	-	20	-	20	-
Total au Canada	-	-	28	7	28	7

Puits de développement forés	Sables bitumineux		Classique		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
2014 :						
Pétrole	130	65	129	125	259	190
Gaz	-	-	-	-	-	-
Secs et abandonnés	-	-	7	7	7	7
Intérêt économique direct total	130	65	136	132	266	197
Redevances	1	-	126	-	127	-
Total au Canada	131	65	262	132	393	197
2013 :						
Pétrole	91	46	215	206	306	252
Gaz	-	-	-	-	-	-
Secs et abandonnés	-	-	2	2	2	2
Intérêt économique direct total	91	46	217	208	308	254
Redevances	3	-	117	-	120	-
Total au Canada	94	46	334	208	428	254
2012 :						
Pétrole	61	31	349	345	410	376
Gaz	-	-	-	-	-	-
Secs et abandonnés	-	-	1	1	1	1
Intérêt économique direct total	61	31	350	346	411	377
Redevances	57	-	129	-	186	-
Total au Canada	118	31	479	346	597	377

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, le secteur des sables bitumineux a foré 320 puits d'exploration stratigraphiques bruts (196 puits nets) et le secteur hydrocarbures classiques a foré 30 puits d'exploration stratigraphiques bruts (30 puits nets).

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, le secteur des sables bitumineux a foré 3 puits de service bruts (2 puits nets) et le secteur hydrocarbures classiques a foré 38 puits de service bruts (33 puits nets). 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.

Participations dans des terrains importants

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers de Cenovus au 31 décembre 2014 :

Avoirs fonciers (en milliers d'acres)	Développés		Non développés ¹⁾		Total ²⁾	
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
Alberta :						
Sables bitumineux						
– Couronne ³⁾	485	383	1 857	1 398	2 342	1 781
Classique						
– Fief ⁴⁾	1 935	1 935	433	433	2 368	2 368
– Couronne ³⁾	1 157	1 054	542	476	1 699	1 530
– Propriété franche ⁵⁾	68	58	12	10	80	68
Total Alberta	3 645	3 430	2 844	2 317	6 489	5 747
Saskatchewan :						
Sables bitumineux						
– Couronne ³⁾	-	-	63	63	63	63
Classique						
– Fief ⁴⁾	81	81	424	424	505	505
– Couronne ³⁾	42	28	99	88	141	116
– Propriété franche ⁵⁾	14	10	6	3	20	13
Total Saskatchewan	137	119	592	578	729	697
Manitoba :						
Classique						
– Fief ⁴⁾	5	5	252	252	257	257
Total Manitoba	5	5	252	252	257	257
Total	3 787	3 554	3 688	3 147	7 475	6 701

1) Les terrains non développés comprennent les terrains qui n'ont pas été forés ainsi que les terrains dont les puits n'ont jamais produit d'hydrocarbures ou qui ne permettent pas, à l'heure actuelle, la production d'hydrocarbures.

2) Le total comprend environ 1,1 million d'acres brutes louées à des tiers, mais ne comprend pas environ 1,3 million d'acres brutes entièrement louées à des tiers.

3) Les terres de la Couronne ou les terres fédérales sont des terres appartenant au gouvernement fédéral, à un gouvernement provincial ou aux Premières Nations dans lesquelles Cenovus a acheté une concession à intérêt économique direct.

4) Les terres en fief sont les terres dans lesquelles Cenovus a des droits miniers en fief simple et dans lesquelles : i) elle n'a pas accordé de concession sur la totalité des zones minérales ou ii) elle a conservé un intérêt économique direct. Le résumé actuel des avoirs fonciers en fief inclut maintenant

tous les titres en propriété franche dont elle est propriétaire et englobe une ou plusieurs zones non visées par des concessions ou susceptibles d'être développées.

- 5) Les terres en propriété franche sont des terres appartenant à des particuliers (et non à un gouvernement ou à Cenovus) dans lesquelles Cenovus détient une concession à intérêt économique direct.

Terrains sans réserves attribuées

Cenovus possède environ 5,0 millions d'acres brutes (4,4 millions d'acres nettes) de terrains 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 des 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 79 000 acres nettes qui pourraient expirer le 31 décembre 2015 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 les terres en fief et des terres de la Couronne où des activités d'exploration jusqu'à ce jour n'ont pas permis de repérer des ressources éventuelles en quantité commerciale. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risques financiers – Volatilité des prix des marchandises et charges d'exploitation de développement » et « Facteurs de risque – Risques d'exploitation – Incertitude des estimations des réserves et des produits des activités ordinaires nets futurs et incertitude des estimations de ressources éventuelles et prometteuses » 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 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 l'intérêt économique direct 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 étaient d'environ 8,3 milliards de dollars (environ 1,3 milliard de dollars, avec un taux d'actualisation de 10 pour cent) au 31 décembre 2014; elle prévoit payer entre 250 et 350 millions de dollars de ces coûts au cours des trois prochains exercices. Cenovus s'attend à engager ces coûts à l'égard d'environ 34 945 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 1,4 milliard de dollars ont été déduits de l'estimation de nos produits des activités ordinaires nets futurs, ce qui correspond uniquement aux obligations de la société relatives à l'abandon de puits prévues dans les réserves.

Horizon fiscal

Cenovus prévoit payer de l'impôt sur le résultat en 2015.

Coûts engagés

(en millions de dollars)	2014
Acquisitions	
– Non prouvées	16
– Prouvées	2
Acquisitions totales	18
Frais d'exploration	159
Frais de développement	2 623
Frais totaux engagés	2 800

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 2014.

Estimations de la production

Le tableau qui suit résume le volume quotidien moyen estimatif en 2015 de la participation de la société avant redevances et de la production attribuable aux droits de redevances dont il est fait état dans les rapports sur les réserves à l'égard de tous les terrains détenus au 31 décembre 2014 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 2015

Coûts et prix prévisionnels	Prouvées	Prouvées et probables
Bitume (b/j) ¹⁾	127 463	134 766
Pétrole brut léger et moyen (b/j)	31 997	35 228
Pétrole lourd (b/j)	37 241	39 194
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	392	424
Liquides de gaz naturel (b/j)	715	789
Participation de la société avant la production attribuable aux droits de redevances (bep/j)	262 776	280 562
Production attribuable aux droits de redevances (bep/j)	6 491	6 766
Total de la participation de la société avant redevances plus la production attribuable aux droits de redevances (bep/j)	269 267	287 328

1) Comprend la production de Foster Creek de 61 438 barils par jour dans la catégorie prouvée et de 63 312 barils par jour dans la catégorie prouvée et probable et la production de Christina Lake de 66 025 barils par jour dans la catégorie prouvées et de 71 454 barils par jour dans la catégorie prouvées et probables.

Historique de la production

Moyenne des volumes de production quotidienne avant redevances – 2014

	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole brut et liquides de gaz naturel (b/j)					
Sables bitumineux					
Foster Creek (bitume)	59 172	68 377	56 631	56 852	54 706
Christina Lake (bitume)	69 023	73 836	68 458	67 975	65 738
	128 195	142 213	125 089	124 827	120 444
Liquides classiques					
Pétrole lourd – Pelican Lake	24 924	25 906	24 196	24 806	24 782
Pétrole lourd – Autres ²⁾	13 630	11 144	13 996	14 404	15 018
Pétrole léger et moyen	31 296	31 505	30 416	32 042	31 228
Liquides de gaz naturel ¹⁾	1 060	1 116	1 165	1 091	866
Total du pétrole brut et des liquides de gaz naturel	199 105	211 884	194 862	197 170	192 338
Gaz naturel (Mpi³/j)					
Sables bitumineux	22	22	23	23	19
Classique	446	438	446	465	435
Total du gaz naturel	468	460	469	488	454
Total (bep/j)	277 105	288 551	273 029	278 503	268 005

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

2) Vers la fin du troisième trimestre de 2014, Cenovus a vendu des droits dans ses actifs de pétrole brut de Wainwright.

Moyenne des volumes de production quotidienne attribuables aux droits de redevances – 2014

	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole brut et liquides de gaz naturel (b/j)					
Liquides classiques					
Pétrole lourd – Autres ²⁾	992	971	904	1 094	999
Pétrole léger et moyen	3 235	3 156	3 132	3 287	3 370
Liquides de gaz naturel ¹⁾	161	166	191	137	147
Total du pétrole brut et des liquides de gaz naturel	4 388	4 293	4 227	4 518	4 516
Gaz naturel (Mpi³/j)					
Classique	20	19	20	19	22
Total (bep/j)	7 721	7 460	7 560	7 685	8 183

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

2) Vers la fin du troisième trimestre de 2014, Cenovus a vendu des droits dans ses actifs de pétrole brut de Wainwright.

Moyenne des volumes de production quotidienne avant redevances – 2013

	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole brut et liquides de gaz naturel (b/j)					
Sables bitumineux					
Foster Creek (bitume)	53 190	52 419	49 092	55 338	55 996
Christina Lake (bitume)	49 310	61 471	52 732	38 459	44 351
	102 500	113 890	101 824	93 797	100 347
Liquides classiques					
Pétrole lourd – Pelican Lake	24 254	24 528	24 826	23 959	23 687
Pétrole lourd – Autres	14 901	14 487	14 451	15 182	15 500
Pétrole léger et moyen	31 926	30 030	30 509	32 195	35 041
Liquides de gaz naturel ¹⁾	901	1 033	1 039	735	794
Total du pétrole brut et des liquides de gaz naturel	174 482	183 968	172 649	165 868	175 369
Gaz naturel (Mpi³/j)					
Sables bitumineux					
Classique	21	21	23	22	18
	485	471	479	489	503
Total du gaz naturel	506	492	502	511	521
Total (bep/j)	258 815	265 968	256 316	251 035	262 202

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

Moyenne des volumes de production quotidienne attribuables aux droits de redevances – 2013

	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole brut et liquides de gaz naturel (b/j)					
Liquides classiques					
Pétrole lourd - Autres	1 090	993	1 056	1 102	1 212
Pétrole léger et moyen	3 541	3 616	3 142	3 942	3 467
Liquides de gaz naturel ¹⁾	162	166	91	215	177
Total du pétrole brut et des liquides de gaz naturel	4 793	4 775	4 289	5 259	4 856
Gaz naturel (Mpi³/j)					
Classique	23	22	21	25	24
Total (bep/j)	8 626	8 442	7 789	9 426	8 856

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

Moyenne des volumes de production quotidienne avant redevances – 2012

	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole brut et liquides de gaz naturel (b/j)					
Sables bitumineux					
Foster Creek (bitume)	57 833	59 059	63 245	51 740	57 214
Christina Lake (bitume)	31 903	41 808	32 380	28 577	24 733
	89 736	100 867	95 625	80 317	81 947
Liquides classiques					
Pétrole lourd – Pelican Lake	22 552	23 507	23 539	22 410	20 730
Pétrole lourd – Autres	14 862	15 073	14 398	14 559	15 418
Pétrole léger et moyen	32 115	32 482	32 121	32 213	31 641
Liquides de gaz naturel ¹⁾	835	805	827	799	912
Total du pétrole brut et des liquides de gaz naturel	160 100	172 734	166 510	150 298	150 648
Gaz naturel (Mpi³/j)					
Sables bitumineux					
Classique	30	27	24	31	39
	538	514	532	538	566
Total du gaz naturel	568	541	556	569	605
Total (bep/j)	254 767	262 901	259 177	245 131	251 481

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

Moyenne des volumes de production quotidienne attribuables aux droits de redevances - 2012

	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole brut et liquides de gaz naturel (b/j)					
Liquides classiques					
Pétrole lourd – Autres	1 153	1 170	1 094	1 144	1 206
Pétrole léger et moyen	3 956	3 552	3 574	3 936	4 770
Liquides de gaz naturel ¹⁾	194	190	172	188	226
Total du pétrole brut et des liquides de gaz naturel	5 303	4 912	4 840	5 268	6 202
Gaz naturel (Mpi³/j)					
Classique	26	25	21	27	31
Total (bep/j)	9 636	9 079	8 340	9 768	11 369

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 :

Résultats par élément – 2014

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

	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole lourd – Foster Creek (\$/b) ^{1) 2) 3)}					
Prix	69,43	51,95	76,82	79,77	71,44
Redevances	5,95	5,67	5,40	7,14	5,71
Transport et fluidification	1,98	1,85	2,17	3,10	0,78
Charges d'exploitation	16,55	13,65	14,79	19,38	19,09
Rentrées nettes	44,95	30,78	54,46	50,15	45,86
Pétrole lourd – Christina Lake (\$/b) ^{1) 2) 3)}					
Prix	61,57	47,21	67,62	72,25	59,89
Redevances	4,40	3,14	5,07	5,37	4,04
Transport et fluidification	3,53	4,14	3,75	3,14	3,02
Charges d'exploitation	11,20	9,31	10,40	12,08	13,30
Rentrées nettes	42,44	30,62	48,40	51,66	39,53
Total Pétrole lourd – Sables bitumineux (\$/b) ^{2) 3)}					
Prix	65,18	49,44	71,82	75,65	65,19
Redevances	5,11	4,33	5,22	6,17	4,80
Transport et fluidification	2,82	3,06	3,03	3,12	1,99
Charges d'exploitation	13,66	11,35	12,41	15,38	15,96
Rentrées nettes	43,59	30,70	51,16	50,98	42,44
Pétrole lourd – Pelican Lake (\$/b) ^{2) 3)}					
Prix	76,07	61,24	81,66	84,66	76,20
Redevances	5,50	4,86	5,56	6,50	5,04
Transport et fluidification	3,18	3,29	3,24	3,13	3,07
Charges d'exploitation	21,41	18,84	20,49	21,23	24,96
Rentrées nettes	45,98	34,25	52,37	53,80	43,13
Pétrole lourd – Autres classiques (\$/b) ^{2) 3)}					
Prix	76,55	58,31	80,74	81,09	82,14
Redevances	9,70	10,71	11,10	9,77	7,52
Transport et fluidification	3,47	3,07	3,64	3,94	3,13
Charges d'exploitation	19,63	17,09	19,29	19,74	21,81
Taxes sur la production et impôts miniers	0,48	0,08	0,61	0,84	0,32
Rentrées nettes	43,27	27,36	46,10	46,80	49,36
Total Pétrole lourd – Classique (\$/b) ^{2) 3)}					
Prix	76,25	60,25	81,30	83,29	78,52
Redevances	7,09	6,85	7,72	7,76	6,01
Transport et fluidification	3,29	3,22	3,40	3,44	3,09
Charges d'exploitation	20,74	18,24	20,02	20,66	23,73
Taxes sur la production et impôts miniers	0,18	0,03	0,24	0,32	0,13
Rentrées nettes	44,95	31,91	49,92	51,11	45,56
Total - Pétrole lourd (\$/b) ^{2) 3)}					
Prix	67,83	51,74	73,99	77,63	68,64
Redevances	5,59	4,87	5,79	6,58	5,12
Transport et fluidification	2,93	3,09	3,11	3,20	2,28
Charges d'exploitation	15,35	12,82	14,15	16,75	17,97
Taxes sur la production et impôts miniers	0,04	0,01	0,05	0,08	0,03
Rentrées nettes	43,92	30,95	50,89	51,02	43,24

1) Foster Creek et Christina Lake sont des terrains renfermant du bitume.

2) Les rentrées nettes ne tiennent pas compte de la dépréciation hors trésorerie des produits en stock.

3) Coûts des condensats par baril de pétrole brut non mélangé (\$/b).

Le prix du pétrole lourd et les frais de transport et de fluidification excluent les coûts de condensats achetés qui sont mélangés avec le pétrole lourd. En fonction d'un baril de pétrole brut non mélangé, les coûts annuels des condensats s'établissent comme suit :

Foster Creek	42,01	35,45	38,50	47,28	48,35
Christina Lake	45,45	38,23	42,57	49,30	52,81
Pétrole lourd – Sables bitumineux	43,87	36,92	40,71	48,39	50,77
Pelican Lake	15,86	14,70	12,64	17,55	18,30
Autres classiques - Pétrole lourd	15,46	12,58	14,20	17,94	16,40
Pétrole lourd – Classique	15,71	13,98	13,25	17,70	17,56
Total - Pétrole lourd	37,13	32,04	34,42	40,44	42,17

Résultats par élément – 2014

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

	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole léger et moyen (\$/b)					
Prix	88,30	71,10	89,85	98,27	94,18
Redevances	9,15	6,12	10,36	11,37	8,78
Transport et fluidification	3,34	2,89	3,06	3,31	4,11
Charges d'exploitation	17,28	15,84	17,40	17,45	18,47
Taxes sur la production et impôts miniers	2,70	2,59	2,99	2,97	2,23
Rentrées nettes	55,83	43,66	56,04	63,17	60,59
Total – Pétrole brut (\$/b) ¹⁾					
Prix	71,39	55,05	76,64	81,35	73,15
Redevances	6,21	5,08	6,56	7,45	5,76
Transport et fluidification	3,00	3,06	3,10	3,22	2,60
Charges d'exploitation	15,69	13,34	14,70	16,87	18,06
Taxes sur la production et impôts miniers	0,50	0,45	0,54	0,60	0,42
Rentrées nettes	45,99	33,12	51,74	53,21	46,31
Liquides de gaz naturel (\$/b)					
Prix	65,55	50,82	66,70	78,38	67,31
Redevances	1,38	1,34	1,07	1,70	1,48
Rentrées nettes	64,17	49,48	65,63	76,68	65,83
Total - Liquides (\$/b) ¹⁾					
Prix	71,35	55,02	76,57	81,33	73,12
Redevances	6,18	5,06	6,52	7,41	5,74
Transport et fluidification	2,98	3,04	3,08	3,20	2,59
Charges d'exploitation	15,59	13,25	14,60	16,77	17,96
Taxes sur la production et impôts miniers	0,50	0,44	0,54	0,60	0,42
Rentrées nettes	46,10	33,23	51,83	53,35	46,41
Total - Gaz naturel (\$/kpi³)					
Prix	4,37	3,89	4,22	4,87	4,47
Redevances	0,08	0,09	0,08	0,09	0,06
Transport et fluidification	0,12	0,13	0,11	0,11	0,11
Charges d'exploitation	1,23	1,21	1,24	1,23	1,26
Taxes sur la production et impôts miniers	0,05	0,03	0,05	0,13	(0,01)
Rentrées nettes	2,89	2,43	2,74	3,31	3,05
Total (\$/bep) ¹⁾					
Prix	58,29	46,14	61,85	65,71	59,68
Redevances	4,53	3,80	4,79	5,36	4,19
Transport et fluidification	2,32	2,40	2,39	2,45	2,03
Charges d'exploitation	13,22	11,57	12,53	13,95	14,94
Taxes sur la production et impôts miniers	0,44	0,36	0,48	0,65	0,28
Rentrées nettes	37,78	28,01	41,66	43,30	38,24

1) Les rentrées nettes ne tiennent pas compte de la dépréciation hors trésorerie des produits en stock.

Incidence des frais incitatifs à long terme (économie) sur les charges d'exploitation – 2014

	Exercice	T4	T3	T2	T1
Total (\$/bep)	0,16	(0,09)	0,08	0,36	0,29

Incidence du profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques – 2014

	Exercice	T4	T3	T2	T1
Liquides (\$/b)	0,50	7,06	(0,45)	(2,94)	(2,00)
Gaz naturel (\$/kpi ³)	0,04	0,05	0,11	(0,02)	-
Total (\$/bep)	0,42	5,17	(0,13)	(2,09)	(1,42)

Résultats par élément – 2013

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

	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole lourd – Foster Creek (\$/b) ^{1) 2)}					
Prix	66,30	59,39	87,49	68,17	52,60
Redevances	3,73	3,56	6,31	3,87	1,47
Transport et fluidification	2,36	3,21	4,37	0,04	1,89
Charges d'exploitation	15,77	15,90	17,12	16,19	14,03
Rentrées nettes	44,44	36,72	59,69	48,07	35,21
Pétrole lourd – Christina Lake (\$/b) ^{1) 2)}					
Prix	51,26	44,36	74,98	52,61	33,41
Redevances	3,25	3,22	5,06	2,71	1,69
Transport et fluidification	3,55	3,29	3,16	4,45	3,67
Charges d'exploitation	12,47	10,57	11,46	16,83	12,93
Rentrées nettes	31,99	27,28	55,30	28,62	15,12
Total Pétrole lourd – Sables bitumineux (\$/b) ²⁾					
Prix	59,10	51,34	81,16	61,88	44,01
Redevances	3,50	3,37	5,68	3,40	1,57
Transport et fluidification	2,93	3,25	3,76	1,82	2,69
Charges d'exploitation	14,19	13,04	14,26	16,45	13,53
Rentrées nettes	38,48	31,68	57,46	40,21	26,22
Pétrole lourd – Pelican Lake (\$/b) ²⁾					
Prix	70,09	64,52	88,08	72,32	54,30
Redevances	4,00	1,97	6,64	4,08	3,22
Transport et fluidification	2,41	2,79	2,18	2,58	2,07
Charges d'exploitation	20,65	21,22	19,90	22,21	19,23
Rentrées nettes	43,03	38,54	59,36	43,45	29,78
Pétrole lourd – Autres classiques (\$/b) ²⁾					
Prix	70,65	64,58	86,58	70,81	61,62
Redevances	9,18	10,40	12,27	7,67	6,57
Transport et fluidification	2,90	2,54	3,04	2,59	3,39
Charges d'exploitation	17,34	17,54	16,32	17,38	18,04
Taxes sur la production et impôts miniers	0,31	0,12	0,55	0,30	0,30
Rentrées nettes	40,92	33,98	54,40	42,87	33,32
Total Pétrole lourd – Classique (\$/b) ²⁾					
Prix	70,31	64,55	87,50	71,73	57,42
Redevances	6,08	5,31	8,83	5,50	4,65
Transport et fluidification	2,60	2,69	2,51	2,58	2,63
Charges d'exploitation	19,32	19,76	18,51	20,30	18,72
Taxes sur la production et impôts miniers	0,13	0,05	0,21	0,12	0,13
Rentrées nettes	42,18	36,74	57,44	43,23	31,29
Total Pétrole lourd (\$/b) ²⁾					
Prix	62,23	54,61	82,97	64,91	47,82
Redevances	4,22	3,85	6,58	4,05	2,45
Transport et fluidification	2,84	3,11	3,40	2,06	2,67
Charges d'exploitation	15,62	14,70	15,47	17,63	15,01
Taxes sur la production et impôts miniers	0,04	0,01	0,06	0,04	0,04
Rentrées nettes	39,51	32,94	57,46	41,13	27,65

1) Foster Creek et Christina Lake sont des terrains renfermant du bitume.

2) Coûts des condensats par baril de pétrole brut non mélangé (\$/b).

Le prix du pétrole lourd et les frais de transport et de fluidification excluent les coûts de condensats achetés qui sont mélangés avec le pétrole lourd. En fonction d'un baril de pétrole brut non mélangé, les coûts annuels des condensats s'établissent comme suit :

Foster Creek	42,41	41,85	38,85	42,60	46,00
Christina Lake	45,25	44,16	39,86	47,13	51,46
Pétrole lourd – Sables bitumineux	43,77	43,09	39,39	44,43	48,44
Pelican Lake	15,59	13,58	12,09	16,74	20,31
Autres classiques - Pétrole lourd	13,12	10,05	10,96	16,68	14,73
Pétrole lourd – Classique	14,60	12,18	11,65	16,72	17,93
Total - Pétrole lourd	35,63	35,44	31,46	35,91	39,78

Résultats par élément – 2013

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

	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole léger et moyen (\$/b)					
Prix	86,30	82,12	100,64	86,84	76,77
Redevances	8,28	6,58	11,01	8,61	7,05
Transport et fluidification	4,35	5,15	4,58	4,37	3,39
Charges d'exploitation	16,23	17,26	15,06	16,32	16,26
Taxes sur la production et impôts miniers	2,30	1,26	2,80	2,64	2,46
Rentrées nettes	55,14	51,87	67,19	54,90	47,61
Total – Pétrole brut (\$/b)					
Prix	67,05	59,41	86,41	69,75	54,02
Redevances	5,03	4,33	7,44	5,05	3,43
Transport et fluidification	3,14	3,47	3,63	2,57	2,82
Charges d'exploitation	15,74	15,15	15,39	17,34	15,27
Taxes sur la production et impôts miniers	0,49	0,23	0,59	0,61	0,56
Rentrées nettes	42,65	36,23	59,36	44,18	31,94
Liquides de gaz naturel (\$/b)					
Prix	60,34	59,39	65,71	46,44	68,88
Redevances	1,13	1,14	1,92	1,17	0,12
Rentrées nettes	59,21	58,25	63,79	45,27	68,76
Total - Liquides (\$/b)					
Prix	67,01	59,41	86,28	69,61	54,10
Redevances	5,01	4,31	7,40	5,03	3,42
Transport et fluidification	3,12	3,45	3,61	2,55	2,81
Charges d'exploitation	15,65	15,06	15,29	17,24	15,19
Taxes sur la production et impôts miniers	0,48	0,23	0,59	0,61	0,55
Rentrées nettes	42,75	36,36	59,39	44,18	32,13
Total - Gaz naturel (\$/kpi³)					
Prix	3,20	3,21	2,83	3,50	3,25
Redevances	0,04	0,04	0,05	0,04	0,05
Transport et fluidification	0,11	0,11	0,10	0,08	0,15
Charges d'exploitation	1,16	1,23	1,13	1,16	1,14
Taxes sur la production et impôts miniers	0,02	0,02	0,03	(0,01)	0,03
Rentrées nettes	1,87	1,81	1,52	2,23	1,88
Total (\$/bep)					
Prix	51,23	47,23	63,12	52,55	42,52
Redevances	3,44	3,07	5,02	3,35	2,38
Transport et fluidification	2,31	2,60	2,60	1,82	2,17
Charges d'exploitation	12,79	12,73	12,44	13,64	12,39
Taxes sur la production et impôts miniers	0,36	0,19	0,45	0,38	0,42
Rentrées nettes	32,33	28,64	42,61	33,36	25,16
Incidence des frais incitatifs à long terme (économie) sur les charges d'exploitation – 2013					
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Total (\$/bep)	0,12	0,06	0,23	0,07	0,10
Incidence du profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques – 2013					
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Liquides (\$/b)	1,09	2,77	(2,02)	0,72	2,62
Gaz naturel (\$/kpi ³)	0,32	0,36	0,38	0,18	0,39
Total (\$/bep)	1,37	2,58	(0,58)	0,84	2,52

Résultats par élément – 2012

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

	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole lourd – Foster Creek (\$/b) ^{1) 2)}					
Prix	64,55	59,93	63,95	63,83	70,71
Redevances	7,36	4,55	11,79	2,85	9,54
Transport et fluidification	2,41	2,91	2,38	1,91	2,38
Charges d'exploitation	11,99	11,26	11,50	12,49	12,85
Rentrées nettes	42,79	41,21	38,28	46,58	45,94
Pétrole lourd – Christina Lake (\$/b) ^{1) 2)}					
Prix	47,73	43,37	52,91	44,57	52,58
Redevances	2,72	2,32	2,61	2,90	3,37
Transport et fluidification	3,79	3,00	4,00	4,12	4,51
Charges d'exploitation	12,95	11,42	13,59	12,52	15,33
Rentrées nettes	28,27	26,63	32,71	25,03	29,37
Total Pétrole lourd – Sables bitumineux (\$/b) ²⁾					
Prix	58,61	53,02	60,35	57,02	65,23
Redevances	5,72	3,62	8,80	2,87	7,68
Transport et fluidification	2,90	2,95	2,91	2,69	3,02
Charges d'exploitation	12,33	11,33	12,17	12,52	13,60
Rentrées nettes	37,66	35,12	36,47	38,94	40,93
Pétrole lourd – Pelican Lake (\$/b) ²⁾					
Prix	69,23	64,37	66,75	66,42	78,50
Redevances	3,34	2,82	4,34	2,68	3,37
Transport et fluidification	2,15	1,23	1,09	3,54	2,88
Charges d'exploitation	17,08	17,20	17,47	17,71	16,05
Rentrées nettes	46,66	43,12	43,85	42,49	56,20
Pétrole lourd – Autres classiques (\$/b) ²⁾					
Prix	70,53	64,73	68,04	67,70	80,64
Redevances	10,06	8,68	8,81	9,36	13,06
Transport et fluidification	2,17	2,34	2,31	2,26	1,81
Charges d'exploitation	15,21	11,68	16,48	15,07	17,57
Taxes sur la production et impôts miniers	0,24	0,31	0,27	0,25	0,14
Rentrées nettes	42,85	41,72	40,17	40,76	48,06
Total Pétrole lourd – Classique (\$/b) ²⁾					
Prix	69,76	64,52	67,25	66,95	79,37
Redevances	6,06	5,26	6,05	5,46	7,33
Transport et fluidification	2,16	1,69	1,55	3,01	2,44
Charges d'exploitation	16,32	14,91	17,09	16,61	16,67
Taxes sur la production et impôts miniers	0,10	0,13	0,10	0,10	0,06
Rentrées nettes	45,12	42,53	42,46	41,77	52,87
Total Pétrole lourd (\$/b) ²⁾					
Prix	62,05	56,22	62,45	60,13	70,08
Redevances	5,83	4,07	7,96	3,68	7,56
Transport et fluidification	2,67	2,60	2,50	2,79	2,82
Charges d'exploitation	13,56	12,33	13,66	13,80	14,65
Taxes sur la production et impôts miniers	0,03	0,04	0,03	0,03	0,02
Rentrées nettes	39,96	37,18	38,30	39,83	45,03

1) Foster Creek et Christina Lake sont des terrains renfermant du bitume.

2) Coûts des condensats par baril de pétrole brut non mélangé (\$/b).

Le prix du pétrole lourd et les frais de transport et de fluidification excluent les coûts de condensats achetés qui sont mélangés avec le pétrole lourd. En fonction d'un baril de pétrole brut non mélangé, les coûts annuels des condensats s'établissent comme suit :

Foster Creek	41,85	38,31	36,33	45,06	48,70
Christina Lake	45,83	43,39	39,88	48,80	53,90
Pétrole lourd – Sables bitumineux	43,26	40,43	37,49	46,38	50,27
Pelican Lake	15,55	14,28	11,34	17,32	19,39
Autres classiques - Pétrole lourd	13,35	12,36	11,49	13,48	15,82
Pétrole lourd – Classique	14,66	13,48	11,40	15,72	17,93
Total - Pétrole lourd	34,44	32,92	29,56	36,78	39,19

Résultats par élément – 2012

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

	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole léger et moyen (\$/b)					
Prix	78,99	75,27	76,06	76,16	88,45
Redevances	8,09	6,92	7,53	7,98	9,94
Transport et fluidification	2,65	2,39	2,36	3,02	2,83
Charges d'exploitation	15,51	15,63	16,27	14,76	15,36
Taxes sur la production et impôts miniers	2,44	2,51	2,35	2,34	2,57
Rentrées nettes	50,30	47,82	47,55	48,06	57,75
Total – Pétrole brut (\$/b)					
Prix	65,76	60,10	65,37	63,91	74,22
Redevances	6,32	4,65	7,87	4,69	8,10
Transport et fluidification	2,66	2,55	2,47	2,84	2,83
Charges d'exploitation	13,99	13,00	14,22	14,03	14,81
Taxes sur la production et impôts miniers	0,56	0,54	0,53	0,58	0,59
Rentrées nettes	42,23	39,36	40,28	41,77	47,89
Liquides de gaz naturel (\$/b)					
Prix	69,54	65,89	61,53	65,52	83,36
Redevances	1,42	1,52	1,55	1,13	1,45
Rentrées nettes	68,12	64,37	59,98	64,39	81,91
Total - Liquides (\$/b)					
Prix	65,79	60,13	65,35	63,92	74,28
Redevances	6,29	4,64	7,83	4,67	8,05
Transport et fluidification	2,65	2,54	2,45	2,82	2,81
Charges d'exploitation	13,90	12,93	14,14	13,93	14,71
Taxes sur la production et impôts miniers	0,56	0,54	0,53	0,57	0,59
Rentrées nettes	42,39	39,48	40,40	41,93	48,12
Total - Gaz naturel (\$/kpi³)					
Prix	2,42	2,97	2,30	1,92	2,50
Redevances	0,03	0,02	0,02	0,01	0,06
Transport et fluidification	0,10	0,10	0,08	0,08	0,13
Charges d'exploitation	1,10	1,29	1,08	0,98	1,08
Taxes sur la production et impôts miniers	0,01	(0,01)	0,02	0,02	0,02
Rentrées nettes	1,18	1,57	1,10	0,83	1,21
Total (\$/bep)					
Prix	46,60	45,50	46,61	43,25	50,84
Redevances	4,00	3,08	5,02	2,84	5,00
Transport et fluidification	1,88	1,86	1,74	1,90	2,00
Charges d'exploitation	11,18	11,12	11,35	10,75	11,46
Taxes sur la production et impôts miniers	0,38	0,33	0,38	0,40	0,40
Rentrées nettes	29,16	29,11	28,12	27,36	31,98
Incidence des frais incitatifs à long terme (économie) sur les charges d'exploitation – 2012					
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Total (\$/bep)	0,16	0,05	0,32	(0,17)	0,42
Incidence du profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques – 2012					
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Liquides (\$/b)	1,39	3,35	2,02	1,64	(1,67)
Gaz naturel (\$/kpi ³)	1,14	0,89	1,24	1,39	1,03
Total (\$/bep)	3,42	4,05	3,98	4,27	1,44

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.

Cenovus a également 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 début du deuxième trimestre, elle a réalisé la vente de certains actifs de Bakken pour un produit net de 35 millions de dollars. Immédiatement avant la disposition, la production des terrains s'élevait en moyenne à 396 barils par jour, selon les données compilées au cours du premier trimestre de 2014. Vers la fin du troisième trimestre, Cenovus a aussi mené à terme la vente de certains terrains de Wainwright pour un produit net de 234 millions de dollars. La production des terrains s'est élevée en moyenne à 2 775 barils par jour au cours des neuf premiers mois de 2014.

Le tableau suivant fait état du montant net de nos dépenses d'investissement pour 2014 et 2013 :

Dépenses d'investissement – montant net

(en millions de dollars)

	2014	2013
Dépenses d'investissement		
Sables bitumineux		
Foster Creek	796	797
Christina Lake	794	688
Total	1 590	1 485
Autres régions du segment des sables bitumineux	396	400
	1 986	1 885
Classique		
Pelican Lake	246	463
Autres classiques	594	726
	840	1 189
Raffinage et commercialisation	163	107
Activités non sectorielles	62	81
Dépenses d'investissement	3 051	3 262
Acquisitions ¹⁾	18	32
Sorties d'actifs	(277)	(283)
Activités nettes d'acquisitions et de sorties d'actifs	(259)	(251)
Dépenses d'investissement – montant net ²⁾	2 792	3 011

1) Les dépenses d'investissement de 2014 comprennent la prise en charge d'une obligation de démantèlement de 10 millions de dollars.

2) 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 gaz à effet de serre (« 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 en fonction d'une fourchette de prix actuelle allant de 15 \$ à 65 \$ la tonne d'émissions appliquée à tout un éventail d'options de politiques réglementaires. L'avantage majeur tiré de l'application d'une fourchette de prix du carbone au niveau stratégique est qu'elle peut permettre de dégager des indications directes pour la répartition des capitaux. 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 éventuelle 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. En 2014, les dépenses allant au-delà du strict respect de la réglementation environnementale ont été considérées comme des dépenses dans le cours normal des activités. Cenovus ne prévoit pas devoir engager des dépenses importantes allant au-delà du strict respect de la réglementation environnementale en 2015. 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.

PRATIQUE DE RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE

Les activités de Cenovus sont régies par une politique de responsabilité d'entreprise (« RE ») qui établit clairement les responsabilités du personnel, y compris ses membres de la direction et les vendeurs et fournisseurs qui travaillent avec Cenovus. La politique de RE de Cenovus a été élaborée au moyen d'un processus reconnu à l'externe axé sur l'engagement envers les employés, les parties intéressées externes et les experts de l'industrie. En vertu de cette politique, la société s'engage à exercer ses activités de manière responsable, transparente et respectueuse tout en se conformant aux lois et aux règlements pertinents et applicables ainsi qu'aux normes de l'industrie. La politique de RE de Cenovus peut être consultée sur le site Web de la société, cenovus.com.

La politique de RE de Cenovus porte sur six principaux domaines d'engagement : i) le leadership; ii) la gouvernance d'entreprise et les pratiques commerciales; iii) les droits de la personne; iv) le respect de l'environnement; v) l'engagement envers les parties intéressées et les autochtones; et vi) la participation à la collectivité et l'engagement envers celle-ci. Cenovus maintiendra la production de ses rapports externes sur son rendement dans ces domaines au moyen de son rapport de RE annuel. Le rapport de RE annuel de Cenovus comporte un mandat de certification limité avec un auditeur indépendant à l'égard d'un nombre déterminé d'indicateurs quantitatifs. Ce rapport suit les lignes directrices de la Global Reporting Initiative et les normes établies par l'Association canadienne des producteurs pétroliers dans son programme *Responsible Canadian Energy*. La politique de RE met l'accent sur l'engagement de Cenovus à assurer la protection de la santé et de la sécurité de toutes les personnes touchées par ses activités, tant sa main-d'œuvre que les collectivités dans lesquelles elle exerce ses activités. Cenovus ne compromettra pas la santé et la sécurité des personnes par l'exercice de ses activités. Cenovus s'efforcera de procurer un environnement de travail sécuritaire et salubre et la société s'attend de ses travailleurs qu'ils respectent les pratiques de santé et de sécurité établies pour leur protection. En outre, la politique de RE fait mention de la gestion des mesures d'urgence et de l'investissement dans des projets d'efficacité énergétique, de nouvelles technologies et de la recherche, et elle appuie les principes de la Déclaration universelle des droits de l'homme.

La politique de RE a été instaurée simultanément avec le système de gestion opérationnelle de Cenovus en 2011. Le système de gestion opérationnelle de Cenovus est harmonisé étroitement avec la politique de RE. Parmi certaines des mesures que la société a prises en vue d'assurer la réussite de la mise en œuvre de la politique de RE, on compte les suivantes : i) un programme de sécurité en vue d'évaluer périodiquement les menaces qui pourraient peser sur la sécurité des activités commerciales et en vue de gérer les risques connexes; ii) des mesures du rendement en matière de RE afin d'évaluer le progrès de Cenovus; iii) un programme d'efficacité énergétique privilégiant la réduction de l'utilisation de l'énergie dans les activités de la société et favorisant les initiatives au sein des collectivités tout en incitant les employés à réduire l'utilisation de l'énergie dans leur maison; iv) une pratique d'enquête et un comité des enquêtes en vue d'examiner et de corriger les violations éventuelles des politiques et des pratiques de Cenovus ou d'autres règlements; v) une ligne d'appel de promotion de l'intégrité qui offre un autre moyen aux parties intéressées de la société de faire connaître leurs préoccupations; vi) le site Web de RE qui permet aux gens d'écrire à Cenovus pour manifester leurs inquiétudes sur des questions non financières; vii) des politiques et des pratiques connexes comme une politique de lutte contre l'alcoolisme et la toxicomanie et un code de conduite et d'éthique commerciales, un cadre d'engagements commerciaux avec les nations autochtones et un nouveau programme « Expect Respect » qui concerne les relations avec les collectivités locales; viii) un processus de planification officiel qui vise à aligner les mesures environnementales et les priorités environnementales et commerciales de sorte que les programmes et les efforts de la société soient axés sur les besoins les plus importants; et ix) une exigence en ce qui concerne la reconnaissance et l'approbation des politiques et des pratiques clés de la part du conseil et des employés de la société. Le conseil de Cenovus a approuvé la politique de RE conformément à la recommandation du comité de la sécurité, de l'environnement et de la responsabilité. Le conseil est également informé des violations importantes de la politique et reçoit des mises à jour sur les tendances, les questions ou les événements qui pourraient avoir une incidence sur Cenovus.

En janvier 2014, Cenovus a été désignée pour la première fois dans la catégorie Bronze de l'annuaire de développement durable RobecoSAM 2014. RobecoSAM est une entreprise de placement internationale établie en Suisse spécialisée dans le domaine du développement durable qui publie l'indice de développement durable Dow Jones (voir le texte ci-après). La revue *Corporate Knights* a également nommé Cenovus, pour une deuxième année consécutive, dans sa liste des 100 entreprises mondiales qui font montre d'un « capitalisme propre » en 2014, tel qu'il a été annoncé au cours du Forum économique mondial, à Davos, en Suisse. En février 2014, Cenovus a reçu le prix de la meilleure société canadienne en matière de pratique pour la durabilité à la remise de prix de la revue Investor Relations Magazine, pour la deuxième année consécutive.

En juin 2014, Cenovus a été désignée comme l'une des 50 principales sociétés socialement responsables du Canada par les revues *Maclean's* et *Sustainalytics* pour la troisième année consécutive et, pour la quatrième année consécutive, en tant que l'une des 50 meilleures entreprises citoyennes du Canada en 2014 par la revue *Corporate Knights*. Cenovus a également été retenue pour faire partie de l'indice Euronext Vigeo World 120, indice qui distingue les 120 meilleures sociétés dans le monde au chapitre de la maîtrise des risques en matière de responsabilité d'entreprise et de la contribution au développement durable. En septembre 2014, les pratiques de

RE de premier ordre de la société ont encore été reconnues à l'échelle internationale lors de l'inclusion de Cenovus dans l'indice mondial de développement durable Dow Jones (DJSI) pour la troisième année consécutive et dans l'indice nord-américain DJSI pour la cinquième année consécutive. Les indices Dow Jones de développement durable assurent le suivi du rendement financier de sociétés de premier plan dans le monde entier en ce qui a trait aux résultats obtenus en matière de RE. En décembre 2014, Cenovus a été nommée pour la cinquième année consécutive dans l'indice des 200 principales entreprises canadiennes en matière de communication de l'information sur le climat. Cet indice, publié par CDP (appelé auparavant le Projet de publication des émissions carbone), reconnaît les sociétés qui se distinguent par la communication franche et transparente des émissions de gaz à effet de serre.

Ces distinctions externes de l'engagement de la société envers la responsabilité d'entreprise réaffirment les efforts de Cenovus en vue d'équilibrer le rendement en matière économique, de gouvernance, de responsabilité sociale et d'environnement.

EMPLOYÉS

Le tableau qui suit résume la répartition des employés équivalents temps plein (« ETP ») de Cenovus au 31 décembre 2014 :

	Employés ETP
Sables bitumineux	1 315
Classique	640
Raffinage et commercialisation	86
Activités non sectorielles de Cenovus	1 504
Total	3 545

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 » 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 isolables 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 ¹⁾	Occupation principale au cours des cinq dernières années ou plus
Ralph S. Cunningham ^(2,4,5,7) Houston (Texas) États-Unis	2009 Indépendant	M. Cunningham est président du conseil de TETRA Technologies, Inc., société ouverte de services d'énergie et de produits chimiques. M. Cunningham a été président du conseil d'Enterprise Products Holdings, LLC, commandité remplaçant d'Enterprise Products Partners L.P., société en commandite ouverte de services d'énergie intermédiaires, de novembre 2010 à février 2013, et administrateur de celle-ci de février 2013 à avril 2014; administrateur et président et chef de la direction d'EPE Holdings, LLC, seul commandité d'Enterprise GP Holdings L.P., société de portefeuille ouverte de services d'énergie intermédiaires, d'août 2007 à novembre 2010; administrateur d'Enterprise Products GP, LLC, commandité d'Enterprise Products Partners, L.P., de décembre 2005 à mai 2010; administrateur de LE GP, LLC, commandité d'Energy Transfer Equity, L.P., société en commandite ouverte de services d'énergie intermédiaires, de décembre 2009 à novembre 2010; administrateur de DEP Holdings, LLC, l'unique commandité de Duncan Energy Partners L.P., société ouverte de services d'énergie intermédiaires, d'août 2007 à mai 2010; et administrateur d'Agrium Inc., société

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis ¹⁾	Occupation principale au cours des cinq dernières années ou plus
Patrick D. Daniel ^(2,3,4,5) Calgary (Alberta) Canada	2009 Indépendant	<p>ouverte de produits chimiques destinés à l'agriculture, de décembre 1996 à avril 2013. Il est également membre du conseil consultatif en génie chimique et du conseil consultatif en génie de la Auburn University.</p> <p>M. Daniel est administrateur de la Banque Canadienne Impériale de Commerce; 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., 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. Il est également membre de l'Association of Professional Engineers and Geoscientists of Alberta et préside une campagne de l'Alberta Cancer Foundation visant à faire construire un nouvel hôpital pour le cancer à Calgary.</p>
Ian W. Delaney ^(2,4,5,7) Toronto (Ontario) Canada	2009 Indépendant	<p>M. Delaney est président du conseil de The Westaim Corporation, société ouverte de placement. Il a été administrateur de Sherritt International Corporation, 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 de UrtheCast Corp. (auparavant, Longford Energy Inc.), société ouverte de développement de technologie vidéo, d'août 2012 à octobre 2013 et administrateur de Dacha Strategic Metals Inc., société ouverte de placement axée sur l'acquisition, le stockage et la négociation de métaux stratégiques, de novembre 2012 à septembre 2014.</p>
Brian C. Ferguson ⁽⁸⁾ Calgary (Alberta) Canada	2009	<p>M. Ferguson est devenu président et chef de la direction lors de la constitution de Cenovus le 30 novembre 2009. M. Ferguson est responsable de la direction générale des résultats stratégiques et opérationnels de Cenovus. Avant de diriger Cenovus, il était vice-président directeur et chef des finances d'Encana. Son expérience des affaires comprend divers domaines en finances, en expansion d'entreprise, en réserves, en planification stratégique, en évaluation et en communication. M. Ferguson est Fellow du Institute of Chartered Accountants de l'Alberta, membre de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) où il participe à plusieurs des comités, dont le Oil Sands CEO Council, membre de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA), administrateur et membre du Conseil canadien des chefs d'entreprise et président du conseil de la Calgary Police Foundation. Il a été auparavant président du Conseil sur la surveillance des risques et la gouvernance de l'ICCA et a siégé au conseil de l'ACPP et est un ancien membre du Comité consultatif sur la Stratégie commerciale mondiale.</p>

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis ¹⁾	Occupation principale au cours des cinq dernières années ou plus
Michael A. Grandin ^(2,5,9) Calgary (Alberta) Canada	2009 (Président du conseil) Indépendant	M. Grandin est le président du conseil de Cenovus. Il est également administrateur de BNS Split Corp. II, société ouverte de placement, et de la Banque HSBC Canada. Il a été président du conseil et chef de la direction de la Fiducie houillère canadienne Fording, fiducie minière ouverte, de février 2003 à octobre 2008 lorsque cette entité a été acquise par Teck Cominco Limited. Il a été président de PanCanadian Energy Corporation d'octobre 2001 à avril 2002 lorsque celle-ci a fusionné avec Alberta Energy Company Ltd. pour former Encana. M. Grandin a exercé les fonctions de doyen de la Haskayne School of Business de la University of Calgary d'avril 2004 à janvier 2006.
Valerie A.A. Nielsen ^(2,3,5,6) Calgary (Alberta) Canada	2009 Indépendante	M ^{me} Nielsen a été administratrice de Corporation Wajax, société ouverte de pièces et de services industriels, de juin 1995 à mai 2012. Elle a également été membre et présidente du groupe consultatif sur l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce (GATT) et sur l'Accord de libre-échange nord-américain (ALENA) concernant des questions de commerce international en matière d'énergie, de produits chimiques et de matières plastiques de 1986 à 2002. Elle a également été administratrice de la Banque du Canada et du Comité olympique canadien. M ^{me} Nielsen est membre de l'Association of Professional Engineers and Geoscientists of Alberta et de la Canadian Society of Exploration Geophysicists et a obtenu la désignation de Fellow de Géoscientifiques Canada (FGC).
Charles M. Rampacek ^(5,6,7) Dallas (Texas) États-Unis	2009 Indépendant	M. Rampacek est administrateur de Flowserve Corporation, société ouverte de fabrication de matériel industriel et 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 auparavant 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., une 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. Il est membre du conseil consultatif en génie de la University of Texas et du conseil du College of Engineering Leadership de la University of Alabama.
Colin Taylor ^(3,4,5) Toronto (Ontario) Canada	2009 Indépendant	M. Taylor a exercé pendant deux mandats consécutifs de quatre ans les fonctions de chef de la direction et d'associé directeur-général de Deloitte & Touche 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 également membre de l'Institut Canadien des Comptables Agréés et Fellow de l'Institut des comptables agréés de l'Ontario.
Wayne G. Thomson ^(2,5,6,7) 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 nord-américaine fermée; administrateur d'Iskander Energy Corp., société pétrolière et gazière internationale fermée; 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., de novembre 2011 à août 2014. Il est membre de l'Association of Professional Engineers and Geoscientists of Alberta.

1) Chacun des administrateurs est initialement devenu membre du conseil de Cenovus aux termes de l'arrangement. 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) Ancien administrateur d'Encana.

3) Membre du comité d'audit.

- 4) Membre du comité des ressources humaines et de la rémunération.
 5) Membre du comité des candidatures et de gouvernance.
 6) Membre du comité des réserves.
 7) Membre du comité de la sécurité, de l'environnement et de la responsabilité.
 8) À titre de dirigeant et d'administrateur non indépendant, M. Ferguson n'est membre d'aucun des comités du conseil de Cenovus.
 9) 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.

MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Les personnes suivantes étaient membres de la haute direction de Cenovus au 31 décembre 2014.

Nom et résidence	Poste et occupation principale au cours des cinq dernières années ou plus
Brian C. Ferguson Calgary (Alberta) Canada	Président et chef de la direction Les renseignements d'ordre biographique de M. Ferguson sont présentés à la rubrique « Administrateurs ».
Ivor M. Ruste Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur et chef des finances M. Ruste est devenu vice-président directeur et chef des finances le 30 novembre 2009. En 2009, M. Ruste a occupé les postes suivants auprès d'Encana : vice-président directeur de la responsabilité d'entreprise et chef de la gestion des risques, et vice-président directeur et chef de la gestion des risques.
John K. Brannan Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur et chef de l'exploitation M. Brannan est devenu vice-président directeur et chef de l'exploitation le 1 ^{er} décembre 2010. De novembre 2009 à novembre 2010, M. Brannan a été le vice-président directeur de Cenovus (président de la division pétrolière intégrée). En 2009, M. Brannan a occupé le poste suivant auprès d'Encana : vice-président directeur (président de la division pétrolière intégrée).
Harbir S. Chhina Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Segment des sables bitumineux M. Chhina est devenu vice-président directeur du segment des sables bitumineux le 1 ^{er} décembre 2010. De novembre 2009 à novembre 2010, il a été le vice-président directeur de la mise en valeur assistée du pétrole et des nouvelles zones de ressources de Cenovus. En 2009, M. Chhina a occupé le poste suivant auprès d'Encana : vice-président des activités en amont de la division des sables bitumineux intégrée.
Kerry D. Dyte Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, chef du contentieux et secrétaire général M. Dyte est devenu vice-président directeur, chef du contentieux et secrétaire général le 30 novembre 2009. En 2009, M. Dyte a occupé le poste suivant auprès d'Encana : vice-président, chef du contentieux et secrétaire général.
Sheila M. McIntosh Calgary (Alberta) Canada	Vice-présidente directrice, Environnement et affaires générales M ^{me} McIntosh est devenue vice-présidente directrice de l'environnement et des affaires générales le 1 ^{er} février 2013. De novembre 2009 à janvier 2013, M ^{me} McIntosh était la vice-présidente directrice des communications et des relations avec les parties prenantes de Cenovus. En 2009, M ^{me} McIntosh a occupé le poste suivant auprès d'Encana : vice-présidente directrice des communications de l'entreprise.
Robert W. Pease Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Marchés, produits et transport M. Pease est devenu vice-président directeur des marchés, des produits et du transport le 2 juin 2014. 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 de seul 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 de premier plan dans l'Est et la région de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis.

Nom et résidence	Poste et occupation principale au cours des cinq dernières années ou plus
Hayward J. Walls Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Développement de la stratégie et de l'organisation M. Walls est devenu vice-président directeur du développement de la stratégie et de l'organisation le 12 février 2014. De novembre 2009 à février 2014, il a été vice-président directeur de l'organisation et du perfectionnement en milieu du travail de Cenovus. En 2009, M. Walls a occupé le poste suivant auprès d'Encana : vice-président directeur des services généraux.

Au 31 décembre 2014, la totalité des administrateurs et des membres de la haute direction de Cenovus, en tant que groupe, étaient propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 1 146 716 actions ordinaires de Cenovus (les « actions ordinaires »), soit environ 0,15 pour cent du nombre d'actions ordinaires qui étaient en circulation à cette date, ou exerçaient un contrôle ou une emprise sur de telles actions, directement ou indirectement.

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

ORDONNANCES DE CESSATION DES OPÉRATIONS, FAILLITES, PÉNALITÉS OU SANCTIONS

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

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

À la connaissance de la société, sauf tel qu'il est décrit ci-après, aucun de ses administrateurs ou de ses membres de la haute direction :

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

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

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

M. Delaney était administrateur d'OPTI Canada Inc. (« OPTI ») lorsque cette société a entrepris des procédures en vue d'obtenir la protection contre ses créanciers en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada) (la « Loi ACC ») le 13 juillet 2011. Ernst & Young Inc. a été nommée contrôleur d'OPTI. Le 28 novembre 2011, OPTI a annoncé qu'elle avait conclu une opération aux termes de laquelle une filiale de CNOOC

Limited avait fait l'acquisition de la totalité des titres en circulation d'OPTI aux termes d'un plan d'arrangement en vertu de la Loi ACC et de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*.

M. Rampacek était le président du conseil d'administration et le président et chef de la direction de Probex Corporation (« Probex ») en 2003 lorsque la société a déposé une requête de redressement aux termes du chapitre 7 du code intitulé *Bankruptcy Code* (États-Unis). En 2005, en raison de la faillite, deux plaintes réclamant la récupération de certaines pertes alléguées ont été déposées contre d'anciens dirigeants et administrateurs de Probex, dont M. Rampacek. American International Group, Inc. (« AIG ») a opposé sa défense à ces plaintes conformément à la politique d'assurance des administrateurs et des dirigeants de Probex, et elle a conclu un règlement et versé les montants convenus, avec l'accord du tribunal des faillites, au cours de 2006. Une autre plainte a été déposée en 2005 contre des porteurs de billets de Probex, dont M. Rampacek faisait partie. Un règlement de 2 000 \$ a été conclu, avec l'accord du tribunal des faillites, en 2006.

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 trois membres, qui sont tous indépendants et ont tous des connaissances financières conformément au *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* (le « Règlement 52-110 » et 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 Inc., 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.

Valerie A.A. Nielsen

M^{me} Nielsen est titulaire d'un baccalauréat ès sciences (avec mention) (Dalhousie University). Elle est géophysicienne et, pendant plus de 30 ans, elle a occupé des postes de direction et a fourni des services-conseils dans le secteur pétrolier et gazier. Elle a également suivi plusieurs cours universitaires en finance et en comptabilité. De 1986 à 2002, M^{me} Nielsen a été membre et présidente d'un groupe consultatif sur l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce (GATT), sur l'Accord de libre-échange nord-américain (ALENA) et sur les questions de commerce international touchant l'énergie, les produits chimiques et les matières plastiques. Elle a été administratrice de la Corporation Wajax, société ouverte diversifiée active dans la vente de pièces et le soutien technique lié au matériel mobile, aux moteurs diesel et aux composants industriels, et a siégé à son comité d'audit. Elle a également été administratrice de la Banque du Canada et du Comité olympique canadien.

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

M. Taylor est comptable agréé, membre et Fellow de l'Institut des comptables agréés de l'Ontario et membre de l'Institut Canadien des Comptables Agréés. 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 & Touche 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 & Touche s.r.l.

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. 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 2014 et 2013 :

(en milliers de dollars)	2014	2013
Honoraires d'audit ¹⁾	2 597	2 460
Honoraires pour services liés à l'audit ²⁾	202	342
Honoraires pour services fiscaux ³⁾	110	374
Tous les autres honoraires ⁴⁾	6	3
Total	2 915	3 179

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 préalables de base 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 rendus en matière de conformité fiscale, de conseils fiscaux et de planification fiscale. Les services fournis dans cette catégorie ont compris surtout le soutien à la recherche scientifique et les réclamations en matière de développement expérimental pour Cenovus et FCCL.

4) Tous les autres honoraires comprennent les abonnements aux outils fournis par l'auditeur ou pour lesquels celui-ci offre du soutien.

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 un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de deuxième rang. Au 31 décembre 2014, environ 757,1 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. Il est interdit au conseil de la société d'émettre des actions privilégiées de premier rang ou des actions privilégiées de deuxième rang si, par suite d'une telle émission, la somme totale payable aux porteurs de cette catégorie au titre de remboursement du capital en cas de liquidation ou de dissolution ou d'autres distributions d'actifs aux actionnaires aux fins de la liquidation de la société devait dépasser 500 millions de dollars.

RÉGIME DE DROITS DES ACTIONNAIRES

Cenovus a instauré un 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'acquérir des actions ordinaires à 50 pour cent de leur cours du marché au moment de l'exercice. Le régime de droits des actionnaires a été modifié et reconfirmé à l'assemblée annuelle des actionnaires de 2012 et doit être reconfirmé à 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 du marché ou peuvent être achetées sur le marché.

Le 12 février 2015, la société a annoncé que les actions ordinaires additionnelles émises aux termes du plan de réinvestissement de dividendes seront des actions nouvellement émises à un escompte de trois pour cent par rapport au cours moyen du marché (selon la définition donnée dans le régime de réinvestissement de dividendes).

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 expirent 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 attribue 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. Une réduction 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 liquidité et de capital. 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+	Baa2	A (bas)
Papier commercial			
Note à court terme	A-1 (bas)	P-2	R-1 (bas)
Perspective/tendance	Négative	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. Les notes des papiers commerciaux canadiens de S&P se situent sur une échelle d'évaluation qui varie de A-1 (haut) à D, qui représentent la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. La note A-1 (bas) est la troisième catégorie en importance sur huit, et indique que le débiteur est légèrement plus sensible aux effets défavorables des variations des circonstances et de la conjoncture économique que les débiteurs ayant reçu une note de catégorie supérieure, mais qu'il devrait être suffisamment en mesure de s'acquitter de ses engagements financiers. La perspective de la notation de S&P évalue l'orientation éventuelle d'une note à moyen terme. Pour établir la perspective d'une notation, toutes les possibilités de changements dans la conjoncture économique et/ou les conditions commerciales fondamentales sont prises en compte. Une perspective « négative » indique qu'une note pourrait être revue à la baisse.

Les notes à long terme de Moody's se situent sur une échelle d'évaluation qui varie de Aaa à C, qui représentent la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. Une note Baa2 de Moody's fait partie de la quatrième catégorie en importance sur neuf, et est attribuée aux titres d'emprunt qui sont considérés comme des obligations de qualité intermédiaire (c.-à-d. qui présentent un risque de crédit modéré). Ces titres d'emprunt peuvent présenter certaines caractéristiques spéculatives. L'ajout d'un indicateur 1, 2 ou 3 après l'évaluation indique sa position relative au sein d'une catégorie de notation particulière. L'indicateur 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. Les notes à court terme de Moody's se situent sur une échelle qui varie de P-1 (meilleure qualité) à NP (moins bonne qualité). La note P-2 correspond à la deuxième de quatre catégories et indique que l'émetteur est tout à fait en mesure de rembourser ses créances à court 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 A (bas) de DBRS fait partie de la troisième catégorie en importance sur 10, et est attribuée aux titres d'emprunt considérés comme des titres ayant une bonne qualité de crédit. La capacité de paiement des obligations financières est importante, mais la qualité du crédit est inférieure à celle des titres qui ont reçu une meilleure note. Les entités faisant partie de la catégorie A peuvent être vulnérables face aux éventualités futures, mais les facteurs négatifs existants sont considérés comme gérables. L'attribution d'un indicateur « (haut) » ou « (bas) » au sein de chaque catégorie de notation indique sa situation relative au sein de la catégorie en question. Les évaluations de titres à court terme de DBRS se situent sur une échelle qui varie de R-1 (haut) à D, qui représentent la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. La note R-1 (bas) correspond à la troisième catégorie en importance sur 10, et indique que la qualité du crédit des titres d'emprunt à court terme est bonne. La capacité de remboursement des obligations financières à court terme à leur échéance est importante, mais la solidité générale n'est pas aussi favorable que celle des meilleures catégories. Cenovus peut subir les contrecoups d'événements futurs, mais les facteurs négatifs qui existent sont considérés comme gérables.

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.

Le conseil a approuvé un dividende pour le premier trimestre de 0,2662 \$ par action, payable le 31 mars 2015 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 16 mars 2015. 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
2014	1,0648	0,2662	0,2662	0,2662	0,2662
2013	0,968	0,242	0,242	0,242	0,242
2012	0,880	0,220	0,220	0,220	0,220

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

La totalité des actions ordinaires en circulation sont inscrites et affichées en vue de leur négociation à la Bourse de Toronto 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 2014 :

	Bourse de Toronto				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	30,33	28,64	29,14	29 048	28,58	25,74	26,15	27 126
Février	29,70	28,25	29,31	40 457	27,01	25,52	26,51	25 695
Mars	32,02	28,85	31,97	29 916	28,96	25,90	28,96	18 037
Avril	33,11	31,28	32,65	29 709	30,21	28,51	29,77	22 339
Mai	32,66	30,80	32,27	30 225	29,88	28,35	29,79	17 140
Juin	34,70	31,93	34,59	32 047	32,44	29,31	32,37	21 229
Juillet	34,79	32,61	33,49	25 914	32,64	30,18	30,70	19 192
Août	34,68	32,59	34,68	22 364	31,89	29,81	31,89	18 265
Septembre	34,70	29,77	30,13	38 787	31,80	26,57	26,88	23 205
Octobre	30,13	25,79	27,89	69 010	26,89	22,75	24,76	50 631
Novembre	29,11	25,10	25,67	37 865	25,74	22,01	22,10	31 424
Décembre	26,61	18,72	23,97	71 704	23,42	16,11	20,62	72 417

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. Cenovus a classé les risques en fonction de quatre catégories principales : les risques financiers, les risques d'exploitation de son entreprise, les risques liés à l'environnement et à la réglementation et les risques liés à sa réputation. L'incidence d'un risque ou d'une combinaison de risques dans ces quatre catégories peut nuire 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 (le « SGAC »), 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 des capitaux et du crédit volatils, les frais de développement et d'exploitation, la disponibilité du crédit 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, le rythme de croissance de Cenovus, la santé financière des contreparties de la société, l'accès aux capitaux et les frais d'emprunt.

Volatilité des prix des marchandises

Le rendement financier de la société dépend grandement 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 mondiale, les mesures de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole, la réglementation gouvernementale, la stabilité politique, la capacité de transporter le brut jusqu'aux marchés, la disponibilité des sources de carburant de remplacement et les conditions climatiques. Les prix du gaz naturel que Cenovus réalise 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 de la société 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 conditions climatiques et les travaux d'entretien prévus et imprévus des raffineries. 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 tributaire des produits des activités ordinaires provenant de la vente de marchandises, qui diffèrent, selon la qualité et l'emplacement, des prix des marchandises sous-jacentes inscrits sur des marchés boursiers. Les écarts entre le prix du pétrole léger/moyen, du pétrole lourd (particulièrement l'écart entre les prix de notre pétrole léger/lourd) et du bitume de la société, et le prix inscrit sur les marchés sont particulièrement importants. En effet, les réductions qui s'inscrivent sont non seulement touchées par des facteurs

associés à l'offre et à la demande régionales, mais elles subissent également les contrecoups d'autres facteurs comme les coûts, la capacité et les interruptions du transport, la demande formulée à l'égard du raffinage, la disponibilité et le coût des diluants utilisés afin de fluidifier et de transporter les produits et la qualité du pétrole produit, tous des facteurs qui sont indépendants de la volonté de Cenovus.

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 du 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 financer 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.

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 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 couvrir le risque associé aux prix de la production de pétrole brut et de gaz naturel de la société ainsi qu'à ses marges obtenues sur les produits raffinés. Cenovus utilise également les dérivés sur divers marchés opérationnels afin d'optimiser ses frais d'approvisionnement ou de vente. La société peut aussi utiliser, lorsqu'elle le juge approprié, 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 du prix de l'instrument de couverture qui n'ont pas une corrélation adéquate avec le prix des produits que Cenovus vend, une lacune des systèmes ou des contrôles de la société, une erreur humaine et le caractère non exécutoire des contrats de Cenovus.

De plus, les conséquences d'une couverture en vue de se protéger contre le risque de baisse des prix peuvent limiter les avantages que Cenovus peut 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 et 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 2014, 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 3,0 milliards de dollars qui vient à échéance le 30 novembre 2018 et qu'elle pouvait utiliser intégralement dès le 31 décembre 2014 pour combler ses besoins d'exploitation ou ses besoins en capitaux. À l'avenir, l'incapacité d'accéder aux marchés de crédit, 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 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 également 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 exigé. Si les sources externes de capital deviennent limitées ou inexistantes, ou si le remboursement est exigé avant l'échéance, la capacité de la société à effectuer des investissements en capital, à poursuivre son plan d'affaires et à respecter l'ensemble de ses obligations financières lorsqu'elles deviennent exigibles et à conserver ses terrains existants pourrait s'en trouver compromise.

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 fixés en dollars américains, alors qu'un bon nombre des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement de la société ainsi que ses états financiers consolidés sont libellés en dollars canadiens. Cenovus possède également une importante dette libellée en dollars américains. 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. En outre, 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 l'entreprise, la situation financière 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 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.

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 et les interruptions en matière de transport, 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, la

technologie, les réclamations de tiers, les revendications territoriales, les membres clés du personnel et les systèmes d'information.

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 et fuites de gaz, la migration de substances nocives, les déversements de pétrole, la corrosion et les actes de vandalisme et de terrorisme, lesquels peuvent tous 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.

Capacité de transport par pipeline et ses interruptions

La production de Cenovus est transportée par divers pipelines et ses raffineries dépendent de divers pipelines pour recevoir les charges d'alimentation. Les interruptions du service de transport par pipeline ou un accès restreint à ce service 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 pipelines qui 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. 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 non plus que le transport par wagons 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, les expéditions de brut par wagons de Cenovus peuvent être touchées par des retards du service, une météo inclemente ou un déraillement qui pourraient avoir une incidence défavorable sur ses volumes de ventes de brut ou le prix reçu pour son produit. Le produit de la société ou des wagons peuvent faire l'objet d'un déraillement ou d'incidents qui entraînent une responsabilité civile ou un dommage à la réputation de Cenovus. De plus, si de nouveaux règlements sont promulgués, y compris, la modification éventuelle des normes de sécurité pour les wagons-citernes utilisés dans le transport de pétrole brut ou si le régime de responsabilité est revu, 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 éruptions, le matériel défectueux et autres accidents, les émanations de gaz corrosif, les flux incontrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de fluides de puits, 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, les ralentissements causés par le matériel défectueux ou l'arrêt des services de transport, les interruptions, les conditions climatiques, les incendies et 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 qui en sont tirés sont calculés au moyen d'hypothèses et de facteurs variables, dont, 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 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 prévus 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 calculées 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.

Si la société ne peut acquérir, développer ou trouver des réserves supplémentaires de pétrole brut et de gaz naturel, les niveaux actuels de ses réserves et de sa production subiront une baisse importante; par conséquent, l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Cenovus sont fortement tributaires de sa capacité de tirer parti de ses stocks de ressources actuels et d'acquérir, de découvrir ou de développer de nouvelles réserves.

Incertitude des estimations des ressources éventuelles et prometteuses

Les données sur les ressources éventuelles et prometteuses présentées dans la présente notice annuelle ne constituent que des estimations. Les mêmes incertitudes inhérentes à l'estimation des quantités de réserves s'appliquent à l'estimation des quantités de ressources éventuelles et prometteuses. De plus, des éventualités empêchent le classement de ressources dans les réserves. Rien ne garantit qu'il sera rentable, d'un point de vue commercial, d'exploiter une partie quelconque des ressources éventuelles. Les ressources prometteuses sont assujetties à des éventualités semblables, en plus de ne pas avoir été découvertes, ce qui signifie que les résultats réels obtenus de forages subséquents pourraient différer considérablement des résultats projetés. Rien ne garantit qu'une partie quelconque des ressources prometteuses sera découverte. Si des ressources prometteuses sont découvertes, rien ne garantit qu'il sera rentable, d'un point de vue commercial, d'exploiter une partie quelconque des ressources prometteuses. Les résultats réels pourraient être très différents de ces estimations, et l'écart pourrait être important. Pour obtenir des renseignements supplémentaires sur les ressources et les éventualités connexes, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Ressources éventuelles et prometteuses » de la présente notice annuelle.

Exécution des projets

Certains risques sont associés à la réalisation des projets en amont et des projets de raffinage 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 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.

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 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 prend 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 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.

Plusieurs sociétés ont annoncé qu'elles prévoyaient 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 augmenter les coûts des intrants de la société en ce qui a trait à la main-d'œuvre qualifiée et aux matériaux.

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.

Réclamations de tiers

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. Le dénouement de tels litiges peut avoir une incidence importante sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de Cenovus. 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 ancestraux et des droits issus de traités 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. Certains groupes autochtones ont présenté des revendications contre le gouvernement du Canada, la province de l'Alberta, certaines entités gouvernementales et la municipalité régionale de Wood Buffalo (qui comprend la ville de Fort McMurray, en Alberta) et revendiquent, entre autres, des droits ancestraux à l'égard d'importants terrains autour de Fort McMurray, y compris certains terrains à Christina Lake. De telles revendications, si elles devaient être accueillies, pourraient avoir un effet défavorable important sur les activités menées dans les 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. Les développements jurisprudentiels récents en matière de droits ancestraux pourraient donner lieu à un nombre plus élevé de réclamations et de litiges à l'avenir.

Personnel

Le succès de Cenovus est tributaire de sa direction, de ses capacités en matière de leadership et de la qualité de son personnel. L'incapacité à conserver les membres du personnel actuels ou à recruter de nouveaux qui possèdent les qualités de leadership, les habiletés et les compétences nécessaires et à le conserver pourrait avoir un effet défavorable important sur la croissance et la rentabilité de la société.

Systèmes d'information

La société est tributaire de divers systèmes d'information pour exercer ses activités de façon efficace. Une défectuosité ou le sabotage de certains de ces systèmes d'information essentiels aux activités pourrait entraîner des difficultés opérationnelles, l'endommagement ou la perte de données, des pertes de productivité et provoquer la prise de connaissance et l'utilisation non autorisées de renseignements.

RISQUES ASSOCIÉS À L'ENVIRONNEMENT ET À LA RÉGLEMENTATION

En règle générale, le secteur de Cenovus est assujéti à la réglementation et à l'intervention des gouvernements en vertu des lois fédérales, provinciales, 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, 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 de champs (y compris les restrictions relatives à la production) et l'expropriation ou l'annulation possible des droits contractuels.

Approbatons des organismes de réglementation

Toutes les activités de la société feront l'objet de règlements et de mesures prises par les gouvernements qui peuvent avoir un effet sur le forage, la complétion et le raccordement de puits, sur la production, la construction ou l'agrandissement d'installations et de raffineries et l'exploitation ou l'abandon de champs ou empêcher de telles activités. Les droits contractuels peuvent être annulés ou faire l'objet d'une expropriation dans certaines circonstances. Les modifications de la réglementation gouvernementale pourraient avoir une incidence sur les projets en cours et prévus de Cenovus.

Les activités de Cenovus l'obligent à obtenir certaines approbatons 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 approbatons qui peuvent être nécessaires pour mener certaines activités d'exploration et de développement sur ses terrains. En outre, l'obtention de certaines approbatons 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 approbatons des organismes de réglementation obtenues peuvent également être assujétiées au respect de certaines conditions, notamment des obligations de dépôt d'une sûreté, la supervision réglementaire de projets par des tiers, l'atténuation ou l'élimination des incidences du projet, l'évaluation des habitats et d'autres engagements ou obligations. L'incapacité d'obtenir les approbatons 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.

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. Le taux des redevances qui est imposé à Cenovus sur sa production tirée des sables bitumineux est calculé en fonction du prix équivalent en dollars canadiens du West Texas Intermediate (« WTI »). Par conséquent, des augmentations du WTI ou des baisses du taux de change \$ CA/\$ US pourraient provoquer une augmentation considérable de ses redevances, ce qui pourrait nuire à l'entreprise, à la situation financière, aux résultats

d'exploitation et aux flux de trésorerie de la société. 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. Une hausse des redevances ou des taux d'imposition minière applicables dans l'une ou l'autre des provinces, ou dans les deux, réduirait les bénéfices de la société et pourrait rendre, dans la province concernée, les dépenses d'investissement futures ou les activités existantes non rentables. Une hausse importante des redevances ou des impôts miniers pourrait réduire la valeur des actifs connexes de Cenovus.

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 elles 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.

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 exige que les puits, sites d'installations, raffineries et autres biens liés aux activités de la société soient construits, exploités, entretenus, abandonnés et restaurés à la satisfaction des autorités de réglementation pertinentes. 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 fraîche ou potable qui sont utilisées ou dont l'utilisation est envisagée dans le cadre d'activités pétrolières et gazières. Le respect de la réglementation en matière d'environnement peut se traduire par des dépenses importantes, notamment celles relatives aux coûts de nettoyage et aux dommages découlant de terrains contaminés, et 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. Même s'il n'est pas prévu que le coût du respect de la réglementation en matière d'environnement ait un effet défavorable important sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de Cenovus, il n'est pas certain que les coûts futurs à cet égard n'auront pas un tel effet. 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.

Réglementation en matière de changements climatiques

Le gouvernement fédéral, divers gouvernements provinciaux du Canada ainsi que le gouvernement fédéral des États-Unis et divers gouvernements d'États ont annoncé leur intention de réglementer les émissions de GES et d'autres polluants de l'air (collectivement, les « règlements »). 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.

Parmi les incidences défavorables pour l'entreprise de Cenovus si des lois ou des règlements généralisés portant sur les gaz à effet de serre devaient être promulgués et s'appliquer dans un territoire dans lequel la société exerce ses activités, on compte, entre autres, 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 de l'un ou l'autre de ces 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 dans certains États des États-Unis, dans certaines provinces canadiennes et dans 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 seront tenues de respecter la législation. Un certain nombre d'études produites sur le sujet, dont une par un organisme qui a prodigué ses conseils à l'égard de la réglementation, suggère l'utilisation d'une vaste gamme de valeurs d'intensité de carbone pour les pétroles bruts tirés des sables bitumineux, ce qui pourrait constituer un défi pour les raffineurs qui auraient à distinguer les différents types de pétroles bruts et pourrait avoir une incidence négative sur la capacité de la société à commercialiser et à vendre son brut sur ce marché.

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 oblige les raffineurs à mélanger des carburants renouvelables comme l'éthanol ou les biocarburants avancés avec leur essence. 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 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 gouvernement de l'Alberta a approuvé son Plan régional du Bas-Athabasca (« PRBA »), qui a été instauré en vertu de l'ALSA. Le PRBA formule des cadres de gestion 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 approuvé son 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 commencé l'élaboration de son Plan régional de la Saskatchewan Nord (« PRNS »). Ce plan s'appliquera aux activités de Cenovus dans le centre de l'Alberta. La première phase de la consultation publique relative au PRNS a été réalisée. Rien ne garantit que le PRNS n'aura pas une incidence importante sur les activités actuelles ou futures dans cette région.

Loi sur les espèces en péril

La loi fédérale *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 la récupération 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 leur habitat essentiel dans les zones d'activités actuelles ou futures de Cenovus peut limiter son rythme et son intensité de développement et, dans certains cas, peut entraîner l'incapacité de la société à assurer d'autres développements ou à continuer à développer ou à exercer ses activités dans les zones touchées.

Système de gestion de la qualité de l'air fédéral

En juin 2014, aux termes du système de gestion de la qualité de l'air fédéral, Environnement Canada a annoncé son projet de Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques (le « RMPA »). Le projet de RMPA vise l'établissement d'exigences de base relatives aux émissions industrielles (les « EBEL ») précises pour l'équipement. Aux termes du projet de RMPA, les EBEL pour les oxydes d'azote émis par les chaudières, les fournaies et les moteurs alternatifs autonomes de la société seront réglementés conformément à des normes de rendement précises. Le règlement devrait entrer en vigueur le 1^{er} juin 2015. Cenovus ne s'attend pas à ce qu'il ait une incidence importante sur ses activités actuelles ou futures.

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*, 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. 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

En septembre 2013, le gouvernement de l'Alberta a approuvé une nouvelle politique applicable aux milieux humides devant être entièrement mise en application au plus tard en juin 2015. Cette nouvelle politique 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 récemment approuvés aux termes de la politique relative aux milieux humides existante.

De nouveaux projets de développement et des phases d'agrandissement futures seront vraisemblablement touchés par 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 développement et de phases d'agrandissement. Des renseignements supplémentaires concernant le système de classification des milieux humides et les exigences en matière d'indemnisation relatifs à la politique doivent encore être fournis. Même si Cenovus ne prévoit pas que la politique aura une incidence importante sur elle, 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. L'utilisation accrue des médias sociaux a, en particulier, accentué la nécessité de gérer les risques liés à la réputation.

Perception et influence du public sur le régime réglementaire

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 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.

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 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 www.sedar.com, www.sec.gov et cenovus.com.

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

Pendant l'exercice clos le 31 décembre 2014, 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 2014, Cenovus ne s'est vu imposer aucune peine ou sanction par un tribunal se rapportant à la législation provinciale ou territoriale 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 provinciale ou territoriale sur les valeurs mobilières ou auprès d'une autorité en valeurs mobilières.

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 2014. 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
MC	Marque de commerce de Cenovus Energy Inc.

Gaz naturel

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

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

ANNEXE A

RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DES ÉVALUATEURS DE RÉSERVES QUALIFIÉS INDÉPENDANTS

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

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la société en date du 31 décembre 2014. 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 2014, 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.

Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes exposées dans le manuel COGE (*Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*), établi en collaboration par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (Société du pétrole).

3. 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.
4. Le tableau suivant présente les produits des activités ordinaires nets futurs estimatifs (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 ayant fait l'objet de notre évaluation pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Évaluateur de réserves qualifié indépendant	Description et date d'établissement du rapport d'évaluation	Emplacement des réserves	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.	Cenovus Energy Inc. Évaluation d'une partie des réserves canadiennes de pétrole et de gaz 12 janvier 2015	Canada	29 473
GLJ Petroleum Consultants Ltd.	Cenovus Energy Inc. Évaluation de la société 9 janvier 2015	Canada	2 050
			<hr/> 31 523

5. 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.
6. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour nos rapports dont il est question au paragraphe 4 pour tenir compte de faits et de circonstances postérieurs à leur date d'établissement.
7. 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 :

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

(signé) Keith Braaten
GLJ Petroleum Consultants Ltd.
Calgary (Alberta) Canada

Le 10 février 2015

ANNEXE B

RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION

La direction et le conseil d'administration de Cenovus Energy Inc. (la « société ») ont 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, qui constituent une estimation des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2014, estimés au moyen de prix et de coûts prévisionnels.

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 chacun des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants.

Le conseil d'administration de la société a examiné les procédures suivies par la société pour rassembler et présenter toute autre information concernant ses activités pétrolières et gazières et a examiné cette information avec la direction. Le conseil d'administration 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.

(signé) Brian C. Ferguson
Président et chef de la direction

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

(signé) Michael A. Grandin
Administrateur et président du conseil

(signé) Wayne G. Thomson
Administrateur et président
du comité des réserves

Le 11 février 2015

ANNEXE C

MANDAT DU COMITÉ D'AUDIT

I. OBJECTIF

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

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

- Superviser et contrôler l'efficacité et l'intégrité des processus comptables et de communication de l'information financière de la société, des états financiers et du système de contrôles internes qui se rapportent à la conformité de la comptabilité et de la communication de l'information financière.
- Superviser les audits des états financiers de la société.
- Examiner et évaluer le cadre de gestion des risques de la société et les procédés connexes, dont les lignes directrices et les documents de pratique complémentaires.
- Examiner et approuver la définition, par la direction, des principaux risques financiers et surveiller le processus de gestion de ces risques.
- Superviser et surveiller la conformité de la société avec les exigences juridiques et réglementaires.
- Superviser et contrôler les compétences, l'indépendance et le rendement des auditeurs externes et du groupe d'audit interne de la société.
- Mettre en place une voie de communication entre les auditeurs externes, la direction, le groupe d'audit interne et le conseil.
- Faire des rapports périodiques au conseil.

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

II. COMPOSITION ET RÉUNIONS

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 ».

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.

Vacances

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

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.

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.

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 président et chef de la direction ou un membre du comité ou les auditeurs externes peuvent convoquer une réunion.

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

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.

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.

Présence aux réunions

On s'attend à ce que le président et chef de la direction, le vice-président directeur et 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.

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.

III. RESPONSABILITÉS

Procédures d'examen

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.

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.

États financiers annuels

1. 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 :
 - a) 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.
 - b) Le rapport de gestion.
 - c) 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.
 - d) L'examen des travaux d'audit des états financiers par les auditeurs externes et leur rapport connexe.
 - e) Les modifications importantes requises dans le plan d'audit des auditeurs externes.
 - f) 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.
 - g) Les autres questions concernant la tenue de l'audit qui doivent être communiquées au comité aux termes des normes d'audit généralement reconnues.
2. Examiner les éléments suivants et les recommander formellement au conseil d'administration pour qu'il les approuve :
 - a) 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.
 - b) Le rapport de gestion.
 - c) L'information financière de la notice annuelle.

- d) 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.

États financiers trimestriels

3. 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 :
- a) Les états financiers non audités trimestriels et les documents connexes, y compris le rapport de gestion.
 - b) Les modifications importantes des principes comptables de la société.

Examiner, avant leur diffusion, les états financiers non audités trimestriels de toute filiale de la société dont les titres sont émis dans le public.

Autres dépôts financiers et documents publics

4. 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 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.

Cadre des contrôles internes

5. 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.
6. 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.
7. Examiner, conjointement avec les auditeurs internes et les auditeurs externes, le degré de coordination des plans d'audit des auditeurs internes et des auditeurs externes et se renseigner pour établir jusqu'à quel point la portée prévue peut être efficace pour déceler les faiblesses des contrôles internes, la fraude ou d'autres actes illégaux. Le comité évaluera la coordination des travaux d'audit afin de garantir l'exhaustivité de ceux-ci et l'utilisation efficace des ressources d'audit. Toute recommandation importante des auditeurs en vue de raffermir les contrôles internes doit faire l'objet d'un examen et de discussions avec la direction.
8. Examiner avec le président et chef de la direction, le vice-président directeur et 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.
9. Examiner les conclusions significatives rédigées par les auditeurs externes et le service d'audit interne, ainsi que les réactions des membres de la direction.

Supervision du risque

10. 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.

Autres éléments à examiner

11. 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.

12. 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.
13. 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.
14. 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.
15. 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.
16. S'assurer que la présentation de la société des réserves d'hydrocarbure prouvées nettes a été examinée par le comité des réserves du conseil.
17. Examiner les procédures de la direction mises en place pour empêcher et détecter les fraudes.
18. Examiner :
 - a) 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;
 - b) un résumé des enquêtes importantes menées à l'égard de ces questions.
19. Tenir des réunions périodiques distinctes avec la direction.

Auditeurs externes

20. 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.
21. 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.
22. Examiner au moins une fois par trimestre un rapport des auditeurs externes portant sur les éléments suivants et en discuter :
 - a) L'ensemble des méthodes et des pratiques comptables d'importance critique devant être utilisées.
 - b) 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.
 - c) 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.
23. Obtenir et examiner, au moins une fois l'an, un rapport des auditeurs externes portant sur les éléments suivants :
 - a) Les procédures de contrôle de la qualité interne des auditeurs externes.
 - b) 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.
 - c) Dans la mesure envisagée par le paragraphe précédent, toutes les relations entre les auditeurs externes et la société.

24. 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.
25. Examiner et évaluer une fois l'an les éléments suivants :
- a) 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;
 - b) les modalités de la mission des auditeurs externes ainsi que leurs honoraires proposés;
 - c) les plans et les résultats de l'audit externe;
 - d) toute autre question connexe à la mission d'audit;
 - e) 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;
 - f) 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;
 - g) tout rapport pouvant être publié par le CCRC concernant l'audit de Cenovus.
26. 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.
27. Dans le cadre de l'examen et des discussions portant sur les renseignements fournis au comité conformément aux paragraphes 22 à 25, 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.
28. 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.
29. Définir des politiques claires concernant l'engagement par la société d'employés ou d'anciens employés des auditeurs externes.
30. 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.
31. Prendre en considération et examiner avec les auditeurs externes, la direction et le chef de l'audit interne les éléments suivants :
- a) Les constatations importantes dégagées au cours de l'exercice et les réactions et le suivi de la direction à ce propos.
 - b) 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.
 - c) Les désaccords importants entre les auditeurs externes ou les auditeurs internes et la direction.
 - d) Les modifications devant être apportées à la portée prévue de leur plan d'audit.
 - e) Les ressources, le budget, les liens de communication, les responsabilités et les activités prévues des auditeurs externes.
 - f) Le mandat du service d'audit interne.
 - g) La conformité de l'audit interne avec les normes de l'Institute of Internal Auditors.

Groupe d'audit interne et indépendance

32. Tenir des réunions périodiques distinctes avec le chef de l'audit interne.
33. Examiner et approuver la nomination, la rémunération, le remplacement, la reconduction ou le congédiement du chef de l'audit interne.

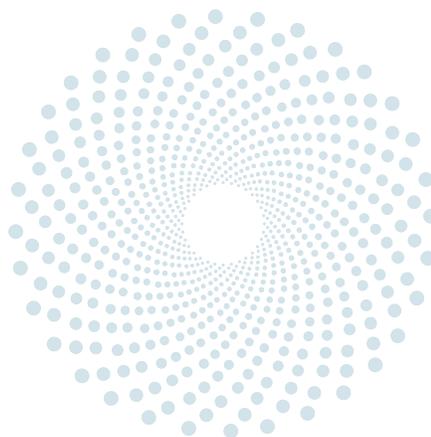
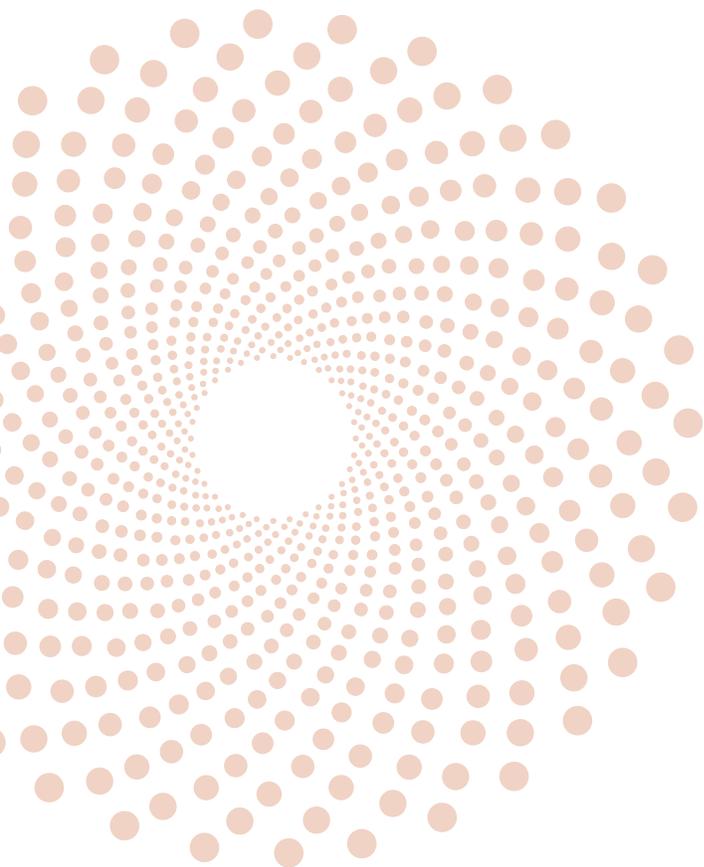
34. Confirmer annuellement l'indépendance du groupe d'audit interne et des auditeurs externes et s'en assurer.

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

35. Examiner et, le cas échéant, approuver la prestation de tous les services non liés à l'audit autorisés (y compris leurs modalités et la rémunération versée en contrepartie) avant la prestation de ces services par les auditeurs externes (sous réserve de l'exception pour les services non liés à l'audit de valeur minimale décrite dans la Loi de 1934 ou la législation et les règlements applicables des ACVM et de la SEC qui sont approuvés par le comité avant la fin de l'audit).
36. 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.
37. Si les approbations au préalable envisagées par les paragraphes 34 et 35 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.
38. 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 34 à 36. La décision d'un tel sous-comité d'accorder les approbations au préalable doit être soumise au comité plénier à sa prochaine réunion prévue.
39. Établir des politiques et des procédures en vue des approbations au préalable décrites aux paragraphes 34 et 35, 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.

Autres questions

40. Examiner et approuver la nomination, le remplacement, la reconduction ou le congédiement du chef des finances.
41. Suivant un vote majoritaire du comité, les services de ressources externes peuvent être retenus si les services sont jugés souhaitables.
42. Rendre compte des mesures prises par le comité au conseil d'administration et lui soumettre les recommandations que le comité peut juger appropriées.
43. 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.
44. 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.
45. 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.
46. 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.
47. 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.
48. Exécuter toute autre fonction requise par la loi, les règlements de la société ou le conseil d'administration.
49. Analyser toutes les autres questions que le conseil d'administration lui a soumises.



cenovus
ENERGY

500 Centre Street SE
PO Box 766
Calgary (Alberta) T2P 0M5

Notre rapport annuel
est disponible sur notre site Web au
cenovus.com